



6
24
Universidad Nacional Autónoma de México

ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES
" Z A R A G O Z A "

**CRITERIOS Y ANALISIS BASICOS DE LOS SISTEMAS
DE SEGURIDAD DE UNA PLATAFORMA MARINA DE
PRODUCCION**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO QUIMICO
P R E S E N T A:

María Gómez Ulibarri

MEXICO, D. F.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

1991.



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis está protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Capítulo 4. Criterios de Proceso Aplicables a Instalaciones Marinas de Producción	
4.1 Definiciones	82
4.2 Conceptos de Protección y Análisis de Seguridad	87
4.3 Componentes de Proceso	93
4.3.1 Recipientes a Presión	
4.3.1.1 Análisis de Seguridad	
4.3.2 Recipientes Atmosféricos	
4.3.2.1 Análisis de Seguridad	
4.3.3 Bornas	
4.3.3.1 Análisis de Seguridad	
4.3.4 Unidades de Compresión	
4.3.4.1 Análisis de Seguridad	
4.3.5 Tuberías	
4.3.5.1 Análisis de Seguridad	
Capítulo 5. Criterios de Seguridad Aplicables a Instalaciones Marinas de Producción	
5.1 Aspecto General	108
5.2 Tabla de Análisis de Seguridad	109
5.3 Listado de Análisis de Seguridad	110
5.4 Carta de Evaluación de la Función del Análisis de Seguridad	110
5.5 Sistemas de Apoyo	111
5.5.1 Sistemas de Apoyo de Emergencia	
5.5.1.1 Sistemas de Paro de Emergencia	
5.5.1.2 Sistema del Circuito de Contra Incendio	
5.5.1.3 Sistema de Detección de Gas -- Combustible	
5.5.2 Otros Sistemas de Apoyo	
5.5.2.1 Sistema de Abastecimiento neumático	
5.5.2.2 Sistema de Descarga de Gas a -- la Atmosfera	
5.6 Procedimientos de Prueba y Reporte	116
5.6.1 Prueba de los Sistemas de Seguridad	
Apéndice A	116
Conclusiones	130
Bibliografía	132

DEDICATORIAS

MAMA :

Hay muchas formas de alcanzar satisfacciones
y con la guía y aliento que día a día
me dás para seguir adelante
es que ahora puedo decirte, lo hemos logrado.

PAPÁ :

Sólo con tu ejemplo
y con la confianza que depositas
en mí,
obtengo el ánimo necesario
para superar cualquier obstáculo,
y por tí hoy he llegado a esta meta.

INTRODUCCION

La vida de un país industrializado descansa en la posibilidad de utilizar fabulosas cantidades de energía, y el petróleo y sus derivados constituyen la primerísima materia para lograrlo. Es más no se trata unicamente del empleo de combustibles líquidos sino de suministrar la materia prima para una serie de productos elaborados.

Mientras la demanda del petróleo y derivados aumenta constantemente y las reservas del subsuelo disminuyen y amenazan con agotarse, el hombre estudia nuevas fuentes de energía. Pero entre tanto, a la espera de que estas pueden ser utilizadas en una forma sencilla y generalizada, se extrae petróleo de yacimientos marinos.

Hoy mismo existen plataformas especiales que pueden anclarse --- en pleno océano, llamadas complejos de producción, es decir, un conjunto de plataformas que se instalan próximas e interconectadas por puentes, y que su uso múltiple se hace necesario para el buen funcionamiento de las operaciones involucradas en las etapas de perforación-producción de crudo y gas.

He aquí el interés de enfocar este trabajo recepcional al aseguramiento de las instalaciones y procesos de producción de crudo y gas, para tratar de entender y descubrir los riesgos inherentes que tienen las instalaciones marinas y de qué manera atacarlos, proponiendo soluciones a estos.

Siendo que por muchos años la industria del petróleo ha preparado -- documentos representativos de la combinación de conocimientos y experiencias en la industria, en varias fases de las operaciones de crudo y gas, es que se ha escogido representar una sistematización de prácticas comprobadas que provean un sistema básico de seguridad para plataformas marinas de producción.

El contenido de este trabajo se ha dividido en cinco capítulos.

Los tres primeros capítulos tratan temas generales introductorios -- necesarios para entender los siguientes dos capítulos. Estos temas se refieren a la estructura y funcionamiento de las instalaciones marinas, a la discusión de los conceptos básicos de los sistemas de seguridad para una plataforma marina, así como los métodos de protección y los requerimientos de los mismos.

Los dos capítulos posteriores están dedicados al establecimiento de los criterios aplicables a instalaciones marinas de producción. Estas guías están basadas en los principios de ingeniería de diseño y en la experiencia industrial adquirida durante el avance en las instalaciones marinas.

Tales prácticas están llevadas a un máximo en seguridad de personal -- en combinación con las reglamentaciones, la prevención de la contaminación, la preservación del ambiente, la protección de los servicios de producción y la accesibilidad para la operación y el mantenimiento de las plataformas marinas de producción.

Además se ilustra como pueden ser usados los métodos de análisis de los sistemas para determinar los requerimientos de seguridad en la protección de cualquier componente del proceso.

Por último se presentan las conclusiones obtenidas durante el desarrollo del presente trabajo.

CAPITULO 1

ASPECTOS GENERALES DE INSTALACIONES MARINAS

1.1 GENERALIDADES

Un segmento de la industria del crudo y el gas que ha mostrado un remarcable crecimiento y avance tecnológico en años recientes es la operación de plataformas marinas.

El reciente incremento en las instalaciones marinas de explotación - internacional, no ha afectado la relación entre las cantidades de petróleo vendidas de instalaciones en tierra e instalaciones marinas.

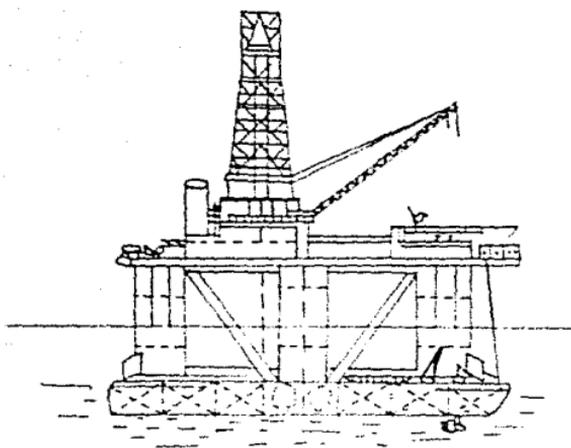
Durante los años '60s la producción marina mundial (excluyendo Canadá) ascendió de 18.2 a 19.24 de la producción total. Este aumento involucra una expansión en la producción de instalaciones marinas de más de 2.8 veces, desde 1.62 a 4.61 millones de bpd (barriles por día). En el mismo período, la producción internacional en tierra aumentó de 7.30 a 19.42 millones de bpd o ligeramente menos de 2.7 veces.

Indudablemente, la cantidad de instalaciones marinas creció durante los años '70s. En este año, surgieron diez campos marinos, y la producción de otros se incrementó. Al menos 800 000 bpd fueron añadidos en 1970 a la producción total de yacimientos marinos.

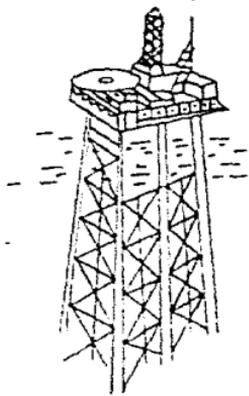
Sin embargo, es inverosímil la participación de las instalaciones marinas alcanzando 30% de la producción mundial en ésta década a pesar de la extensa actividad marina.

Los primeros esfuerzos en las instalaciones marinas de perforación - de pozos emplearon atavíos convencionales de perforación tipo tierra que fueron localizados en playas adyacentes, en islas artificialmente construidas o plataformas tipo muelle en aguas profundas. Después, fue montada la barcaza usada en superficies acuosas, con la tubería de producción para los servicios localizados en o cerca de tierra. Todos estos métodos son - todavía usados en algún grado en ciertas áreas cercanas a tierra, y para más lejos ha sido desarrollado equipo más especializado para facilitar la perforación y producción de los pozos de crudo y gas en mar abierto en algunas partes del mundo.

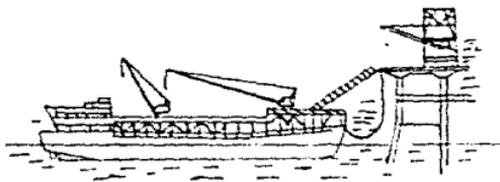
Como una plataforma marina de crudo y gas desarrolla movimientos en - las profundidades del mar, las estructuras de acero que sirven de soporte en el fondo están diseñadas para resistir la fuerza de los huracanes, vien



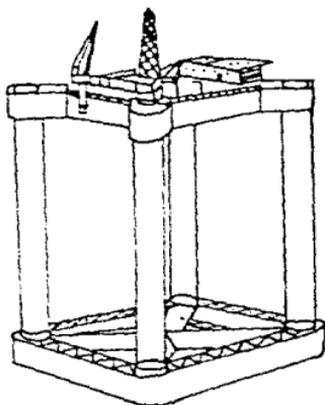
A) PLATAFORMA FLOTANTE.



B) PLATAFORMA FIJA CON
PATAS DE ACERO



C) BARCO



D) PLATAFORMA FIJA CON
PATAS DE CONCRETO

FIGURA .. TIPOS DE PLATAFORMAS.

to y olas, o al igual el movimiento de extensiones de hielo. Esas plataformas llegan a ser elementos claves en cada uno de los dos esquemas básicos empleados a la fecha. Estructuras diseñadas para las condiciones locales que prevalecen están ahora en uso desde los trópicos hasta el mar del Norte y la plataforma de Alaska.

En un tipo de plataformas desarrolladas, los pozos son perforados -- por atavíos móviles de perforación de los cuales hay diversos tipos. Estos pozos están usualmente en pequeñas estructuras protectoras, con frecuencia llamados jackets, como se muestra en la figura 2. En pocos casos las fuentes están realmente en el fondo del mar y parte de estos pozos no es visible en superficie. Los desarrollos tipo jacket están generalmente limitados a profundidades marinas de menos de 200 ft. En cualquier caso, esos "remotos" pozos producen por medio de líneas de flujo en el fondo -- del mar a una plataforma central de colección. En esas grandes estructuras albergan el alojamiento del personal, servicios de producción y algunas veces el limitado almacenamiento de crudo. De tales plataformas el crudo y gas son transportados a tierra por tuberías o el crudo puede ser cargado en tanques o barcas.

Otro método desarrollado de instalaciones, para plataformas de -- perforación, es con frecuencia usado en la superficie marina y es el método predominante para profundidades marinas desde 200 hasta cerca de los 1000 ft. En este caso, los pozos son drenados y protegidos por la misma estructura en la cual los servicios de producción son subsecuentemente -- instalados. Tales estructuras son con frecuencia llamadas plataformas -- "auto - contenedoras". La figura 3 muestra una plataforma conteniendo -- servicios de producción los cuales cubren 60 pozos que fueron perforados.

Los servicios de producción que son usados para producir, separar y tratar el crudo, gas y agua en una plataforma marina de producción son básicamente idénticos a los usados en tierra. La mayor diferencia es que el equipo está ingeniosamente empaquetado, con frecuencia por apilamiento en capas, para adaptarse en el muy limitado espacio disponible en la estructura de la plataforma marina. La figura 4 muestra un complejo de plataforma de producción.

Algunas de las grandes instalaciones marinas han sido desarrolladas para perforación de diversas plataformas. En tales casos puede ser práctico manejar la producción de todas las estructuras por medio de los servicios en una plataforma más que para cada uno será auto-contenedora.

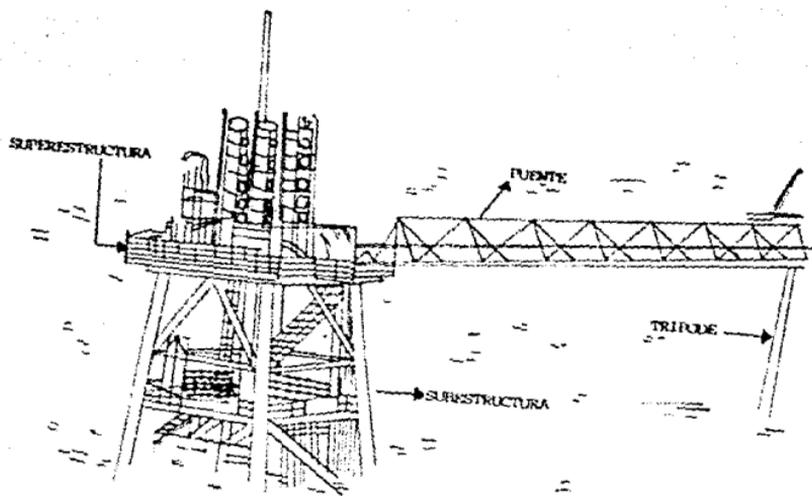


FIGURA 2. PLATAFORMA TIRD JACKET.

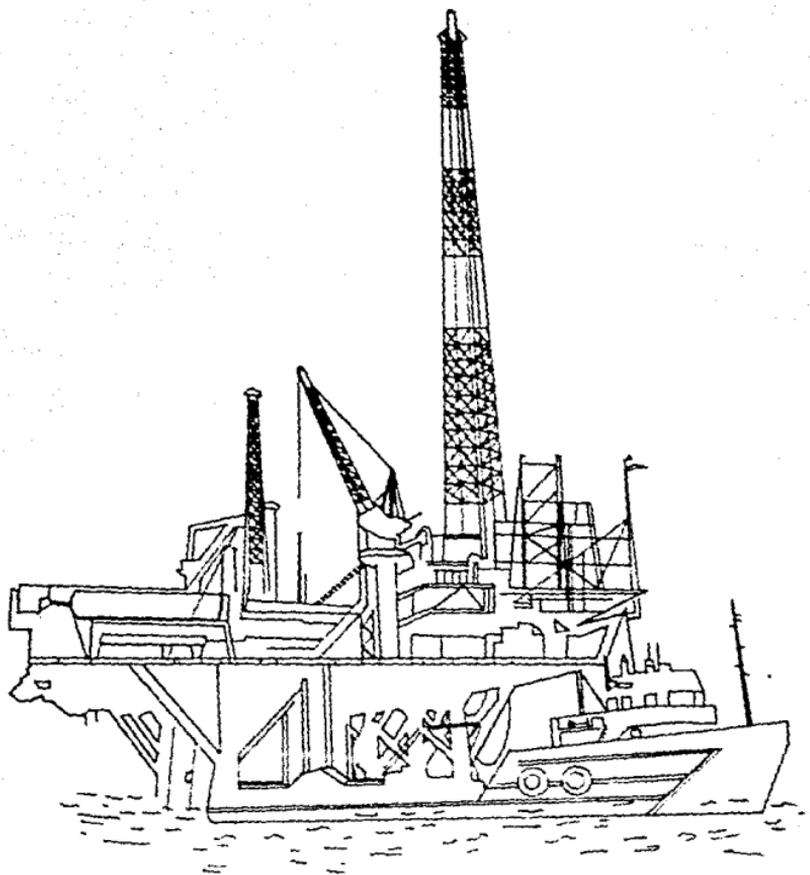


FIGURA 2. PLATAFORMA AUTO-CONTENEIDORA

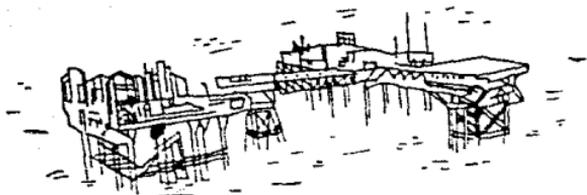


FIGURA 4. COMPLEJO MARINO DE PRODUCCION.



FIGURA 5. TRES PLATAFORMAS OPERANDO COMO UN COMPLEJO.

La figura 5 muestra un complejo tal. Los puentes de interconexión - son primeramente para la conveniencia y seguridad de los operadores de -- producción, para evitar transferirse entre plataformas por bote.

El renaricable progreso en la construcción de instalaciones marinas, perforación, y tecnología de producción ha sucedido durante los últimos - 30 años, y está acelerándose. Las instalaciones marinas desarrolladas en todo el mundo prometen ser la parte cambiante más rápida de una industria siempre activa y ventajosa.

1.1.1 ASPECTO ECONOMICO

La principal restricción externa al continuo crecimiento de la exploración y producción del fondo del mar es el alto volumen de crudo a bajo costo.

Consecuentemente la exploración marina es una desventaja, porque - los costos de desarrollo de las instalaciones marinas son comunmente -- mucho más altos. Después los ingresos de la producción en la instalación marina deben proveer una razonable proporción de retorno de la inversión.

Consideraciones similares aplican a los campos marinos de gas, aún más costosos para la explotación que los campos de petróleo. Porque la producción internacional de gas en las instalaciones marinas está en una etapa temprana, y debe competir con otras fuentes de energía. Por - consiguiente, el progreso de una instalación marina en un campo de gas requiere (1) una gran reserva de alta productividad por pozo y (2) proximidad a los mercados existentes.

El gas licuado puede ser transportado a largas distancias a costo moderado, pero los servicios para la licuefacción no pueden estar montados convenientemente en la instalación marina ya que el costo de estos servicios, cuando se añade al crecimiento de la instalación marina es - también grande para permitir la exploración de las reservas marinas de gas.

Por lo tanto, las consideraciones económicas fijan límites más bajos para la productividad por pozo y para el tamaño de la reserva recuperable que son aceptables para el desarrollo de las instalaciones marinas de crudo y gas. Para determinar los límites se involucra el peso - de la tasa mínima aceptable de retorno en la investigación contra los - costos de producción, y facilidades de almacenamiento, precio de venta del crudo, transporte de cargas, obligaciones contractuales, y la disponibilidad de capital.

Otro problema que afecta las operaciones en las plataformas involucra el crecimiento de las demandas gubernamentales por compensación adicional en retorno de la exploración y producción adecuadas. Pequeñas - distinciones son hechas en las obligaciones contractuales entre las instalaciones en tierra y las instalaciones marinas, a través de algunos acuerdos considerando el alto costo del trabajo en el mar.

1.1.2 INCENTIVOS

A pesar de las diversas barreras económicas para las operaciones en el mar, existen buenas razones para la explotación de los yacimientos marinos.

Un factor en las decisiones para explorar sobre el petróleo es la diversidad de fuentes y tipos de petróleo crudo.

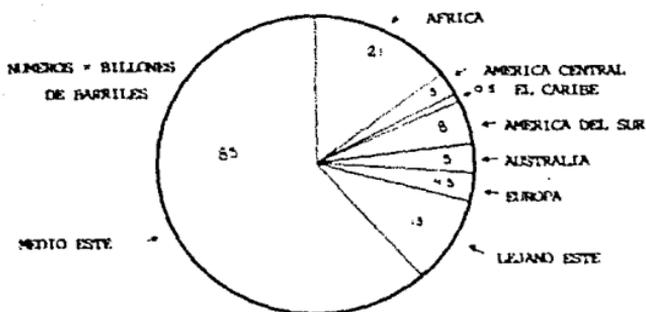
Las consideraciones geológicas sustentan la premisa de que las expectativas de hallar gas y petróleo son mejores en las instalaciones marinas. Las consideraciones necesarias para la generación y almacenamiento de hidrocarburos son más prevalentes en inclinaciones continentales que en las áreas terrestres.

Aún cuando las expectativas en áreas geográficamente favorables son idénticas en instalaciones marinas y en instalaciones en tierra, la instalación marina es la más atractiva. Como dato tenemos que menos que menos de 16 000 barriles por milla cuadrada han sido hallados en áreas marinas comparados a 26 000 barriles en tierra. Probablemente dos veces más petróleo por unidad de área es encontrado en tierra. Aún cuando éste estimado es válido, la cantidad de crudo recuperable de las instalaciones marinas en el mundo es menor, que en tierra.

1.1.3 POTENCIAL

Las predicciones anteriores sugieren que 140 billones de barriles de crudo, son recuperados por métodos primarios, en la superficie marina de todo el mundo. El orden de magnitud de este estimado es casi ciertamente exacto, pero la cantidad puede estar equivocada, ya que la información geológica concerniente a las instalaciones continentales y declives es incompleta. Sin embargo, la distribución geográfica de las áreas de superficie marina con la favorable búsqueda de depósitos de crudo es conocida en términos generales.

Las predicciones referentes a nuevas reservas recuperables de estas áreas se muestran en la figura 6.



TOTAL 140 BILLONES DE BARRILES

FIGURA 5. DISTRIBUCION GEOGRAFICA DE NUEVAS PLATAFORMAS MARINAS EN AREAS INTERNACIONALES.

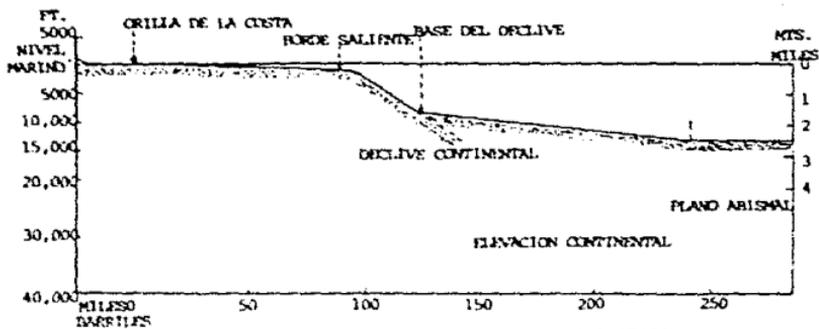


FIGURA 7. CANTIDADES SIGNIFICATIVAS DE PETROLEO ENCONTRADO EN ELEVACIONES CONTINENTALES.

Nuevas hipótesis sugieren que los declives continentales y las elevaciones continentales (figura 7) son reforzados por acumulaciones de rocas sedimentarias que algunas autoridades creen pueden incluir estratos favorables para la generación y almacenamiento de petróleo.

Estos hechos e hipótesis pueden ser considerados como sugerencias de que algunas depresiones marinas contienen petróleo y gas.

Se enfatizan que la generación de petróleo requiere de material orgánico inoxidable, y se sugiere que las condiciones que favorecen su preservación pueden prevalecer en los declives y elevaciones continentales.

Desafortunadamente, todas las profundidades oceánicas incluyen estos terrenos que son inaccesibles a la explotación ahora y en un futuro inmediato.

1.1.4 FUTURO DE LA EXPLORACION MARINA

Las decisiones para la exploración con instalaciones marinas incluyen consideraciones económicas, geológicas, logísticas, neurísticas, políticas y tecnológicas. Un cambio en alguno de estos factores influye en los otros de manera directa e indirecta.

Las predicciones concernientes a las actividades en las instalaciones marinas son seguras. Sin embargo, unos pocos de los elementos que afectarían su curso pueden ser pronosticados con cierta exactitud.

Factores Externos Que Afectan El Trabajo En Las Instalaciones Marinas

- * El rápido decrecimiento en los posibles acres marinos inexplorados, -- a través de la adquisición y procesamiento.
- * El progreso tecnológico en la exploración y producción marina, y sus efectos en los costos de operación en las instalaciones marinas.
- * La presión de las medidas de control de contaminación.

- * El desarrollo de métodos menos costosos de fabricación de crudo sintético a partir del carbón, de las arenas de alquitrán y de la pizarra del petróleo, y su competitividad con crudos hallados en las instalaciones marinas.
- * La estabilidad e integridad de los gobiernos de las naciones en las cuales son contempladas las operaciones, y el clima político en áreas ajenas.
- * Problemas de jurisdicción en aguas internacionales.
- * Producción en la cantidad de capital disponible para altos riesgos en la explotación de instalaciones marinas como resultado del cambio en la perspectiva financiera internacional, o siguiendo una serie prolongada de fallas en las operaciones marinas.

Los arreglos entre países causan una expansión de la explotación de instalaciones marinas, no sólo porque hay nuevo capital disponible para aventuras marinas en los países productores involucrados, sino también porque las compañías internacionales incrementan la exploración en regiones inexploradas para mantener sus fuentes y su posición competitiva.

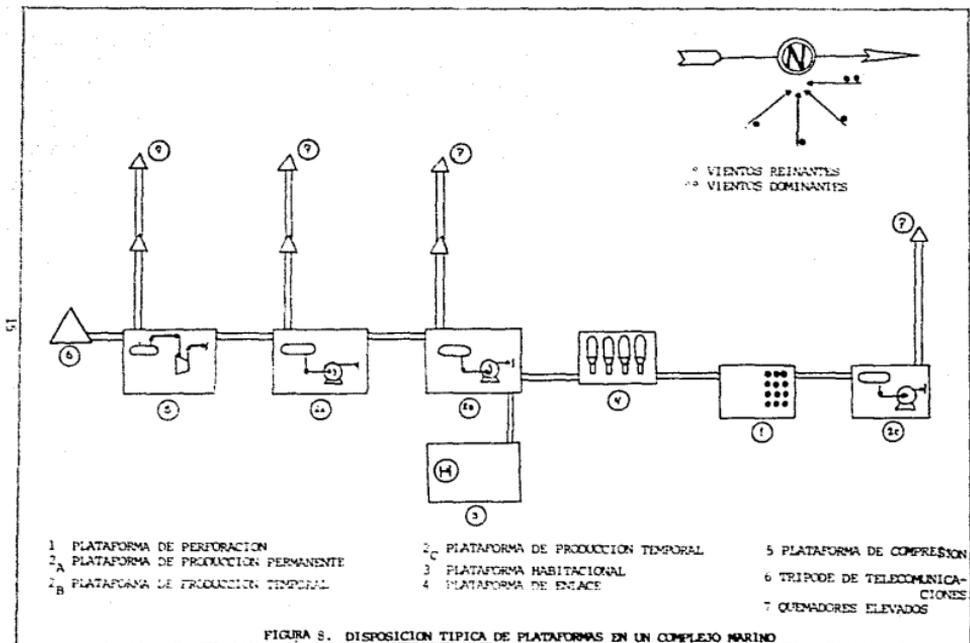
Por consiguiente las instalaciones marinas en la industria del petróleo se están expandiendo tan rápido que su crecimiento esmerado lo demuestra.

1.1 COMPLEJOS MARINOS

Se llama complejo de producción al conjunto de plataformas que se instalan próximas e interconectadas por puentes; éstas plataformas son: de perforación, de enlace, de producción, de compresión, telecomunicaciones y habitacional.

Plataforma de producción

La plataforma es una estructura metálica formada por dos partes: una inferior, asentada en el lecho marino llamada subestructura, y una superior con dos niveles, denominada superestructura. En el nivel inferior se localizan los puentes que conectan a la plataforma con las otras del complejo, es decir, con las plataformas de compresión, habitacional, de enlace y el llamado tripode del querador.



La función principal de la plataforma es la separación en dos fases de la corriente del crudo que llega hasta ahí procedente de los campos marinos.

La separación se realiza en dos etapas. Una de alta y otra de baja -- presión.

Una vez efectuada la separación, el crudo es bombeado a tierra. También se envía el gas a la plataforma de compresión, donde se le acondiciona para ser transportado a tierra.

Las plataformas cuentan con servicios auxiliares de operación: agua de servicio, agua potable, aire de planta, sala de instrumentos, área de máquinas para la generación y distribución de energía eléctrica, diesel, gas como combustible, drenajes abiertos y a presión; y sistemas integrales de seguridad industrial, desde agua de contraincendio hasta detectores de fuego, gas tóxico y combustible.

Plataforma de compresión

Si las plataformas de producción y los complejos petroquímicos están muy distantes, normalmente se requiere instalar una plataforma de compresión de gas, con el fin de aumentar la eficiencia en la transportación. Así como por las características del gas, se requiere deshidratarlo y endulzarlo.

Las plataformas de compresión tienen como función principal, la de comprimir el gas a alta presión y darle el tratamiento adecuado para su envío a tierra.

Tiene comunicación por puente con la plataforma de producción y el que mador.

Plataforma habitacional

La función primordial de la plataforma habitacional es la de dar alojamiento a trabajadores y técnicos que operan este complejo. Ahí se les ofrece además de hospedaje, un lugar para que desarrollen también actividades administrativas y de esparcimiento.

CAPITULO 2

PLATAFORMAS MARINAS DE PRODUCCION

2.1 ASPECTOS GENERALES

Todos los pozos de crudo producen gas, pero la cantidad varía dentro de amplios rangos en diferentes localidades y en diferentes períodos en la vida del pozo.

Algunos pozos producen muy poco gas, mientras otros producen volúmenes inmensos. La proporción de producción de ambos aceite y gas puede variar en cortos períodos de tiempo.

El crudo es comúnmente asociado con el gas y está frecuentemente contaminado con agua y sólidos suspendidos - principalmente - arena y esquisto. El crudo debe ser liberado de estos contaminantes antes de que sea dispuesto a enviarse al mercado. Los pozos difieren grandemente en la cantidad de gas, el agua producida y las impurezas sólidas producidas con el crudo. Algunos pueden producir prácticamente aceite limpio, con sólo trazas de materias extrañas; en otros casos, el agua producida con el aceite puede ser un porcentaje importante de la fuente fluida y la cantidad de sólidos suspendidos llevados en la superficie del fluido puede ser considerable.

La remoción de agua y sólidos suspendidos es necesaria y dependerá de los requerimientos de las refinerías, compañías de líneas de transportación y otros compradores y clientes de la localidad.

La arena y el esquisto, que están con frecuencia presentes en el crudo producen la formación de cemento, el cual puede llegar a ser una fuente de molestias y aumenta el costo de producción de crudo. La cantidad de material sólido que llega a la superficie en suspensión en el crudo varía dentro de amplios límites; redondeando a cantidades medibles hasta un 60% del volumen total.

Casi todas las compañías que manejan el crudo requieren que el crudo ofrecido para la transportación contengan no más de 2 ó 3% de agua y sólidos suspendidos.

El gas debe ser prontamente removido del crudo después de alcanzar la superficie ya que los dos fluidos no pueden ser manejados satisfactoriamente en el mismo colector y servicio de almacenaje.

El gas además es generalmente removido del petróleo con ayuda de una trampa de gas apropiada o un separador de crudo y gas, localizado -- cerca de la fuente de producción.

De la trampa el gas es llevado a un sistema colector de líneas de gas, al compresor de la planta o al recuperador de gasolina natural de la planta, al rehervidor o a cualquier otro lugar para su uso, mientras el crudo es descargado a un sistema principal de tuberías colectoras de crudo para una planta de deshidratación, para almacenamiento o a tanques navieros.

2.1.1 OBJETIVO

El objetivo de una plataforma de producción es, separar la corriente del pozo en crudo, el gas y el agua (y algunos sólidos en suspensión); transportando el crudo y el gas independiente a una estación en el mar o en la costa. El crudo o gas pasan por los módulos adecuados, para recibir algún tratamiento si éstos lo requieren, para después distribuirse a los centros de consumo, plantas o complejos petroquímicos.

2.1.2 FUNCIONAMIENTO DE LA INSTALACION MARINA

La función principal de la plataforma de producción es separar -- la fase líquida de la fase gaseosa, bombear el crudo separado a tierra o a una terminal de exportación y enviar el gas por presión natural a la plataforma de compresión.

Tiene también comunicación a través de puentes con las plataformas de enlace, habitacional, de compresión y con el quemador.

2.2 PROCESO

2.2.1 TIPO DE PROCESO

Bien los fluidos serán separados en crudo, gas y agua; porque usualmente los consumidores quieren sólo un producto.

Las mezclas del petróleo son con frecuencia complejas y difíciles de separar eficientemente.

El equipo usado para separar los líquidos de los gases es referenciado como un separador. La forma más simple de un separador de crudo y gas es un pequeño tanque en el cual la fuerza de gravedad es usada para separar el crudo del gas. El crudo es más pesado comparado con el gas, por lo tanto caerá al fondo del tanque desde que entra en el tanque de almacenamiento. El gas, más ligero asciende al domo del tanque y desde ahí entra en un sistema colector de gas.

Además de usar la fuerza de gravedad, se han fabricado modernos separadores que usan otras fuerzas para llevar a la mejor separación posible de crudo y gas. La manera en la cual cada una de estas fuerzas es usada puede entenderse mejor por el seguimiento de una mezcla de crudo y gas a través de un separador.

SEPARADORES VERTICALES

La mezcla de crudo y gas es introducida por la entrada (a), en la figura 9, donde se le dan movimientos giratorios por un baffle espiral interno en el espacio del separador o cámara (b). Aquí en este punto hay dos fuerzas que tienden a separar el crudo del gas. La primera es el efecto de la gravedad; la segunda es la acción giratoria, la cual causa la congregación de partículas pesadas de crudo en las paredes del separador.

El gas, el cual contiene algo de crudo en forma de pequeñas gotas y rocío, sube a través de la cámara (b). Como el gas entra al cilindro giratorio (c), éste se mueve más rápido y causa de nuevo remolinos en tanto que el crudo es forzado contra el cono deflector (e). Ese crudo es drenado hacia abajo a través de los tubos (f) al fondo del separador. Después pasa a través del cilindro giratorio, solamente el crudo que permanece en el gas y que está en pequeñas gotas. Esas gotas son conducidas fuera del gas por el domo del depurador (g). Por lo tanto el gas pasa a través de otra cámara (h) y después abandona el separador por medio de la salida de gas (i).

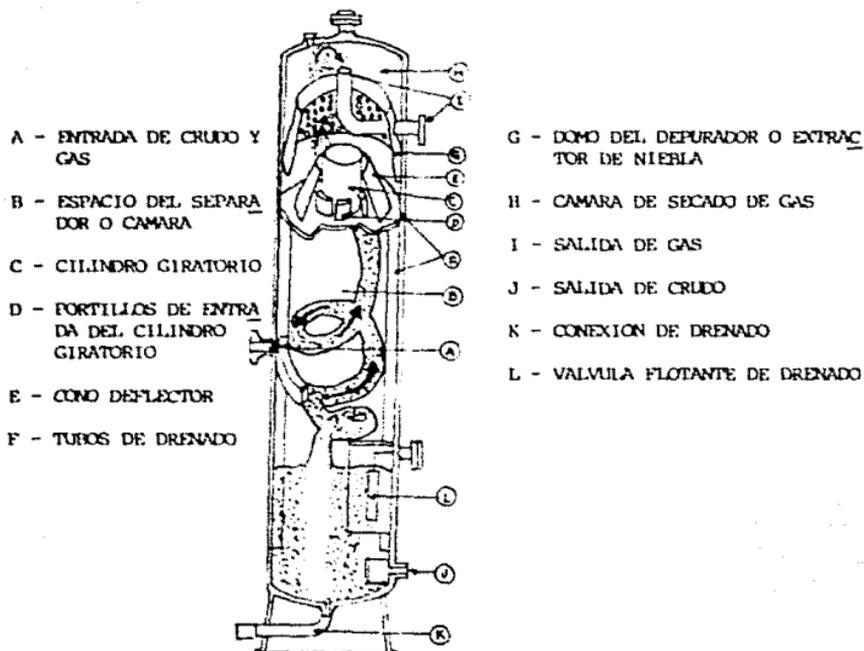


FIGURA 9. SEPARADOR DE CRUDO Y GAS.

El crudo abandona al separador en la salida de crudo (j). El nivel de crudo es regulado por un flotador (l) y la válvula de control, así que el líquido cubre el tubo de drenado (f) y la salida de crudo (j). El separador puede ser limpiado por medio de la conexión de drenado (k) para remover alguna arena, lodo, u otro material.

Esta especie de separador es normalmente referido para un separador - tipo vertical. Los separadores de tipo horizontal son también comunes; y aunque de diseño diferente, tienen el mismo uso que los separadores verticales.

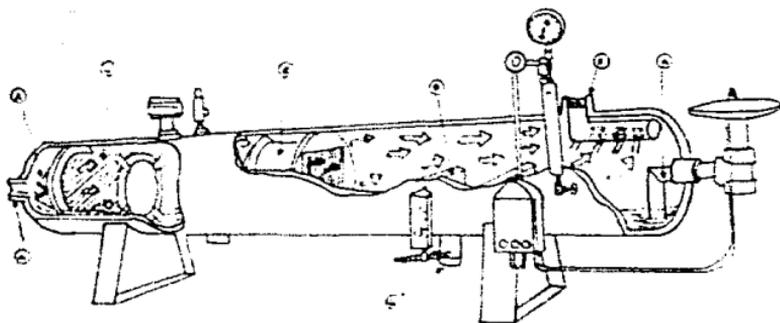
SEPARADORES HORIZONTALES

Los separadores horizontales pueden ser diseñados con un solo tubo o de doble tubo. La figura 10 muestra un corte seccionado de un separador horizontal de un sólo tubo. La mezcla de crudo y gas entra en (a) y choca con un baffle angular (b) donde la dirección del flujo es cambiada. Aquí los líquidos pesados caen al fondo del tanque mientras el gas y el rocío ascienden. Este gas húmedo pasa al interior de una cámara (c) donde pequeñas gotas se acumulan en gotas más grandes y caen en el líquido al fondo del tanque.

El gas sin embargo es llevado a un elemento final donde las últimas - partículas de líquido de tamaño más pequeño son removidas del gas por un - extractor de neblina (e) generalmente similar al depurador del domo descrito en el separador vertical. Entonces el gas pasa a la parte superior del tanque y entra en la salida de gas (f). El líquido que ha sido removido se mueve a lo largo del fondo del tanque pasando las placas (d) para la salida de crudo (h). Las placas actúan como baffles para mantener las ondas formadas en los líquidos.

Los diseños de separadores horizontales de doble tubo son usados con frecuencia. Una especie de este tipo de recipientes es mostrado en la figura 11. La unidad está hecha con dos tubos horizontales montados uno sobre otro. Los tubos están unidos por los canales de flujo cercanos a las terminales de los mismos. La corriente mezclada de crudo y gas entra a una terminal del tubo superior. El líquido cae a través de la primera conexión del flujo de la tubería al receptor de líquido, el cual ocupa la parte más baja del fondo del tubo.

La mezcla húmeda fluye a través del tubo superior. A lo largo de esta ruta de flujo los líquidos caen por su peso y la acción de depuración - de una serie de "panel" extractor de niebla. Esos líquidos primero caen al fondo del tubo superior y después son drenados por medio de la tubería



- A - ENTRADA DE CRUDO Y GAS
 B - ANGLIO DE IMPACTO
 C - ELEMENTO DESTURBANTE
 D - PLACA SELLADURA Y QUERADOR DE OLAS

- E - EXTRACTOR DE NIEBLINA
 F - SALIDA DE GAS
 G - DREN
 H - SALIDA DE CRUDO

FIGURA 10. SEPARADOR HORIZONTAL. DISEÑO DE UN SOLO TUBO

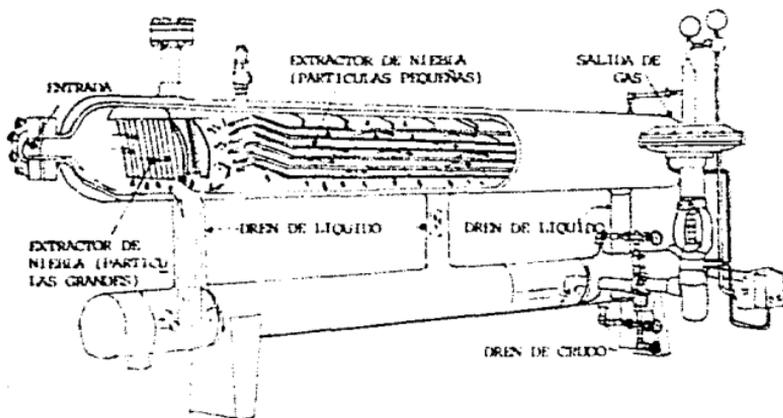


FIGURA 11. SEPARADOR HORIZONTAL DE DOBLE TUBO.

de conexión de flujo al receptor de líquido en el tubo inferior. El gas que se desprende del crudo en el tubo inferior asciende a través del canal conector de flujo en la cámara superior donde se junta con el gas seco liberado del separador en la salida de gas. El crudo es descargado a través de una conexión montada en la parte más baja del fondo del tubo.

Los separadores están diseñados para remover líquido, que está -- usualmente saturado con agua. El gas seco ha tenido una parte de éste vapor de agua removido.

ETAPAS DE SEPARACION

Bajo ciertas condiciones, es con frecuencia deseable el uso de más de una etapa de separación para obtener una recuperación más completa de líquidos. Donde son usadas dos etapas de separación, la corriente - mezcla de crudo y gas es pasada a través de un separador donde la prime ra separación de crudo y gas toma lugar en la forma descrita anteriormente. El líquido de éste primer separador es enviado después a un segundo separador operando a una presión más baja, donde más gas es separado del crudo. De ésta manera, cualquier número de separadores puede ser usado, operando cada uno a presión más baja para dar una separación más completa de líquido y gas. La figura 12 muestra arreglos de separación.

2.2.2 DESCRIPCION

La separación del gas y aceite se realiza en dos etapas con separadores horizontales.

El bombeo de crudo se realiza a alta presión con turbobombas.

El gas, previa rectificación, y los vapores son enviados por ductos soportados en un puente, a la plataforma de compresión.

El esquema de procesamiento básico del proceso de producción se - observa en la figura 13.

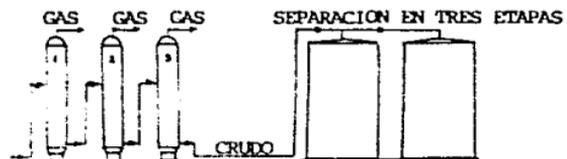
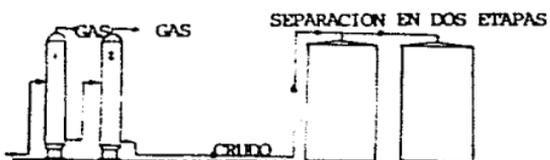
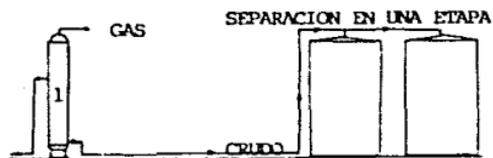


FIGURA 12. SISTEMAS DE SEPARACION DE UNA, DOS Y TRES ETAPAS.

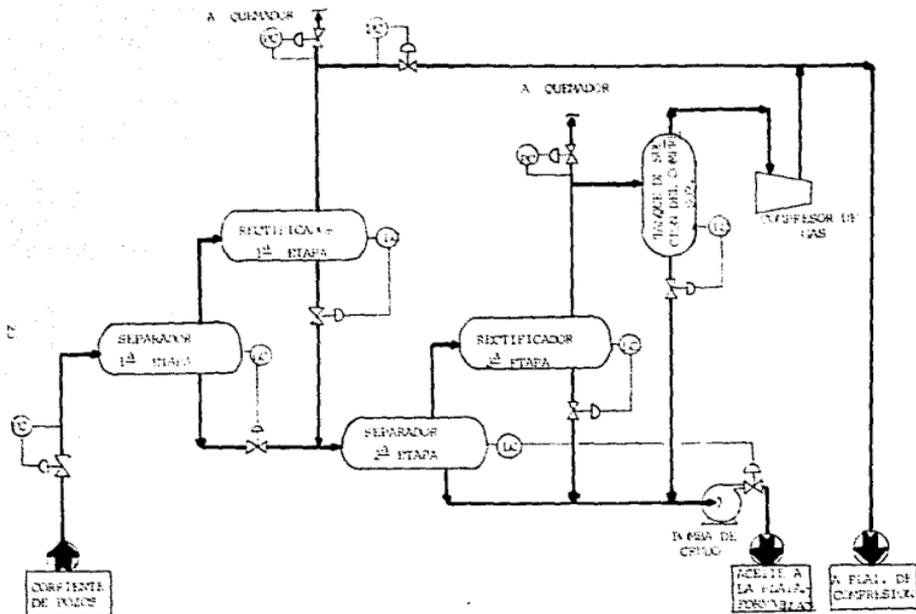


FIGURA 13. ESQUEMA DE PROCESAMIENTO BASICO. PLATAFORMA DE PRODUCCION

2.2.3 SERVICIOS AUXILIARES

AIRE DE PLANTA E INSTRUMENTOS.

El sistema de generación de aire de instrumentos y planta, está formado por dos compresores de aire, uno operando normalmente y el otro de reserva; un enfriador de aire; un acumulador de aire de servicio; un prefiltrador coalescedor; dos secadores de aire; dos posfiltros y un recipiente acumulador de aire de instrumentos.

AGUA POTABLE.

El sistema más comúnmente utilizado en plataformas, consta de dos partes básicas; generación y distribución.

Como se trata de un servicio intermitente y que además debe estar permanentemente presurizado, se utilizan sistemas hidroneumáticos.

GAS COMBUSTIBLE.

Se trata de gas dulce proveniente de las plantas endulzadoras, el cual es utilizado en distintos niveles de presión, para la operación de la turbomaquinaria (compresores, generadores y bombas) y demás servicios que lo requieren.

DIESEL.

En la plataforma se utiliza diesel como combustible para los generadores de energía, bomba contra incendio, hornos del sistema de aceite de calentamiento, grúa y en algunas ocasiones como diluyente químico.

El sistema está conformado para los servicios de recepción, purificación, almacenamiento y distribución.

AGUA DE SERVICIOS.

Se obtiene por bombeo directamente del mar, recibe un tratamiento primario a base de biocidas y tratamientos secundarios según sea su destino final, se emplea para los servicios de potabilización, contra-incendio, estacaciones de servicio e inyección a pozos.

SISTEMA DE DRENAJE.

En plataformas se dividen en dos grupos principales:

DRENAJES ATMOSFERICOS. Recolectan las corrientes de los equipos que no generen vapores de crudo y drenajes pluviales, el equipo más utilizado es un separador de placas corrugadas.

DRENAJES A PRESION. Recolectan las corrientes provenientes de equipos que trabajen en condiciones tales que, cuando los fluidos se expongan a la atmósfera, exista desprendimiento de gases.

Los servicios auxiliares de un complejo al igual que en cualquier industria son de gran importancia para la operación. Como se mencionó, bajo este nombre quedan comprendidas las unidades e instalaciones que proporcionan agua, vapor, aire, y energía eléctrica requeridas para la operación de las unidades de proceso, así como en el auxilio de los trabajos de mantenimiento.

CAPITULO 3

ASPECTOS GENERALES DE SEGURIDAD

3.1 DEFINICION DE CONCEPTOS

El aumento de la cultura y la tecnología ha ido desterrando la creencia de considerar el accidente de trabajo como algo irremediable que necesariamente ha de estar unido al trabajo.

Existe una conexión entre causa y accidente, o sea, que los accidentes no suceden porque sí, siempre existe una causa, y lo que más puede su ceder es que la causa (s) sean difíciles de prever o evitar.

Una vez producido el hecho, nos encontramos con la lesión; anteriormente a este factor, se nos presenta el accidente, el cual no es inesperado, más bien es imprevisto, y esa falta de previsión hace que suceda debido al fallo técnico y /o acto inseguro; ahora bien, estos factores normalmente son debidos a faltas personales o defectos personales, y éstos a su vez pueden ser consecuencia de hechos externos al trabajo que se denomina medio.

Definición de cada uno de los términos anteriores:

Lesión

Es un daño físico que sobre la persona ocasiona un hecho anormal.

Daño

Causar detrimento o perjuicio.

Riesgo

Contingencia o proximidad de un daño.

Accidente

Es un hecho imprevisto que puede producir o no lesiones personales - y daños materiales.

Causa

La palabra causa, aplicada a los accidentes, sigue siendo aún motivo de confusión. En la prevención de accidentes, la causa de un accidente - consiste en las condiciones o actos peligrosos que deben corregirse para que el accidente no se produzca o no se repita.

Fallos Técnicos

Aquellos que son imputables a las condiciones peligrosas de las instalaciones, o del personal.

Defectos Personales

Los debidos a la falta de Conocimientos, defectos físicos, etc.

Medio

Este factor puede producirse por motivos que tienen su origen fuera del trabajo.

3.2 GENERALIDADES

Este capítulo contiene una variedad de técnicas globales que la industria del petróleo ha usado para mantener la seguridad en sus plantas. Aunque los intereses técnicos y operacionales están destinados para dar - las claves que proveen la seguridad alrededor de una instalación, son el personal directivo, ingenieros, operadores y trabajadores para mantenimiento los que tienen a su cargo la participación activa. Todos estos quienes trabajan en una plataforma necesitan estar constantemente vigilando que - aumente la seguridad y tratar de eliminar o minimizar los riesgos siendo esto una meta crítica. Necesitan también ser adiestrados y habilitados - para manejar las situaciones peligrosas como vayan ocurriendo.

Finalmente, lo más importante, es que necesitan tener medios adecuados de comunicación para transmitir la información que tenga algún impacto en la seguridad.

3.2.1 FUNDAMENTO

Una civilización avanzada, libre de accidentes y sus efectos es - una meta activamente buscada. La responsabilidad de los accidentes debe ser juzgada en la vida diaria y llevada desde el hogar a miles de fa ses de la actividad humana. La gente ha reconocido la inmensa barrera - erigida por este enemigo en el daño y destrucción a propiedades, daños personales, y la pérdida de vidas humanas con sus resultantes sufrimien tos y pesadas cargas económicas.

La premisa fundamental de los esfuerzos en la prevención de acci- dentes es que todos pueden ser prevenidos. Esto debe ser aceptado como el principio de trabajo de cualquier esfuerzo organizado desde el comienzo hasta el final. La seguridad, el estado opuesto al dominio de

accidentes, procede de un pensamiento inteligente hecho manifiesto como tecnología aplicada, acción organizada y vigilancia continuas. Esta es la función de cualquier programa de prevención para fomentar y promover ésta de una manera práctica y efectiva. Usualmente, cada gran catástrofe puntualiza los hechos clara e inconfundiblemente, que utilizados apropiadamente, proporcionan una base segura para prevención de que vuelva a ocurrir. En retrospectiva, todos los accidentes producen experiencia práctica usable en otros hechos conocidos como una parte de los conocimientos técnicos o tecnología de riesgos generales y específicos. Por lo tanto la magnitud de las pérdidas accidentales define y enfatiza la importancia de cuantificar los hechos.

Muchos de los esfuerzos organizados de seguridad han surgido de los motivos puramente humanitarios, para la protección del hombre contra daños y muerte causados por accidentes. No obstante es verdad que constituye un importante incentivo económico para la prevención de accidentes. En las relaciones ordinarias entre individuos, las leyes reconocen la responsabilidad de reparar, usualmente en forma de dinero, los accidentes prevenibles que perjudican al afectado. La industria y el comercio llevan el peso de los daños accidentales a propiedades y materiales, y en parte a accidentes personales.

Este trabajo está relacionado con la seguridad futura en la liberación de accidentes, en una parte específica de la industria, llamada, del petróleo y similares o en alguna industria que se aproxime a emplear la misma seguridad. Esta fase incluye ciertas secciones de la industria química; la industria del gas, ambos el natural y el manufacturado; y muchas de las otras ramas de la industria del petróleo. En su amplio propósito, la seguridad industrial aplica a la protección de los trabajadores y la propiedad. La eficacia con la que se mantiene la preservación de la vida humana, el bienestar, y la continua operación y productividad del equipo industrial también liberan de algunos efectos adversos económicos de accidentes.

El carácter de la industria del petróleo, la industria química y las industrias relacionadas procesadoras de combustible, corrosivos y algunos explosivos y materiales tóxicos que provocan accidentes a propiedades usualmente involucran daños a los trabajadores. Los trabajadores están igualmente expuestos a peligros personales que son comunes en todas las industrias. Sin embargo, mantener la seguridad de todo en este grupo de industrias debe abarcar dos distintos campos a tratar; llamados, (1) la prevención de accidentes en conexión con el equipo particular y las operaciones empleadas en ello, y (2) la prevención de los daños a los trabajadores en el curso de sus relaciones ordinarias y el cumplimiento de intereses comunes. La primera de éstas áreas involu-

cra la aplicación de la ingeniería en procesos y materiales, el beneficio de experiencias pasadas, la educación de los trabajadores y otros - como los procedimientos propios, los riesgos existentes, y la provisión del equipo conveniente contra posibles emergencias. La segunda área ha estado sujeta a los esfuerzos organizados por muchos años y mientras se interesa en algunos de los mismos factores anteriores, no requiere radicalmente de acercamientos a la industria en particular.

La industria del petróleo y las demás industrias relacionadas presentan una amplia oportunidad para la aplicación de los principios de seguridad. Estas industrias tratan con volúmenes tremendos de materiales inflamables y los emplean en el proceso, incluyendo operaciones a altas presiones y temperaturas. Por lo tanto, los riesgos inherentes asociados a estas industrias son grandemente diversificados en géneros por complejidad e importancia, y el conocimiento y aplicación de los principios físicos y químicos, es indispensable para continuar una operación exenta de accidentes.

Por su gran tamaño la industria del petróleo y la industria química son las únicas que constantemente modifican los métodos empleados en los procesos, variando substancialmente entre las plantas, y nuevos productos que están continuamente en producción.

El gran tamaño, los métodos cambiantes, y la diversa localización de las instalaciones no pueden teóricamente limitar la ejecución de la seguridad en una industria o industrias de la misma clase. Sin embargo, esto ha sido como un efecto aparente que da como resultado la estandarización de los métodos y equipos, particularmente de las fases que afectan la seguridad siendo efectuadas por partes.

La tecnología concerniente con la seguridad en estas industrias puede dividirse en dos clases, llamadas (1) principios generales que aplican a toda área y penetran en casi todos los problemas de seguridad, (2) factores específicos aplicables sólo a materiales individuales o tipos de procesamiento, que pueden ser controlados desde el punto de vista seguridad en un instante dado.

La línea de distinción entre las dos divisiones no es siempre clara ya que los principios generales, deben siempre considerarse en alguna fase de las operaciones. Esta clasificación de conocimiento, sin embargo, puntualiza un principio fundamental importante de seguridad en las industrias bajo consideración, es decir, que LA SEGURIDAD EN ALGUNA SITUACION DADA REQUIERE DEL CONOCIMIENTO Y UTILIZACION DE AMBOS, LA TECNOLOGIA ESPECIFICA Y LOS PRINCIPIOS GENERALES APPLICABLES AL CASO. Esto es, que en

una operación dada no sólo es necesario emplear las precauciones de seguridad ordinarias empleadas a un tipo de proceso en particular, sino también las conocidas y suministradas propiamente por el comportamiento de los materiales procesados bajo las condiciones de operación. Sólo con la consideración de todos los factores involucrados es posible evitar -- generalizaciones no garantizadas las cuales pueden ser falsas o peligrosas.

Otro punto importante con respecto a la tecnología de seguridad es la información completa con respecto a riesgos que no siempre son provechosos. Teniendo esto, pueden ser tomadas, las precauciones adecuadas para hacer frente a impredecibles en la misma forma que un factor de seguridad o "factor de ignorancia". Por lo tanto la acumulación de experiencia en todas las áreas eventualmente resultará en un conocimiento completo de riesgos, aunque esto no siempre ocurre, ya sea por el carácter o por la falta de propagación de hechos concernientes a esto. Es común que un margen apreciable de "ignorancia" continúa para existir indefinidamente en ciertos aspectos de las operaciones de seguridad en el campo químico y petrolero. Estas deficiencias o carencias de información deben ser reconocidas en la determinación de una operación de seguridad.

Como se ha podido observar la lesión es la culminación de una serie de hechos, los cuales dependen unos de otros, formando así una cadena, - de tal forma que la caída de la primera precipita la caída de las restantes. Se trata de eliminar uno de los factores que la forman, y de esta manera de evitar el accidente y, por lo tanto, la lesión.

¿Sobre cuál de los factores expuestos se puede actuar con más eficacia?

Indudablemente sobre los actos inseguros y/o fallos técnicos.

¿Por qué?

Porque son, causas inmediatas, directamente visibles y producidas - en el lugar de trabajo.

Si se consigue eliminar los actos inseguros y los fallos técnicos, se eliminarán los accidentes de trabajo. Esto señala lo que se debe hacer: disminuir en todo lo posible las condiciones peligrosas.

3.2.2 SEGURO Y SEGURIDAD

Como las unidades de la industria moderna llegan a ser más complejas y costosas, las consideraciones de aseguramiento y pérdidas potenciales mínimas deben ser tomadas en cuenta en la selección, diseño y arreglo de equipo. La prevención de pérdidas particularmente pérdidas catastróficas ha llegado a ser el interés principal de las compañías de seguros y los gerentes de seguros de las compañías petroleras.

Algunas organizaciones y agencias tratan las causas de seguridad, o prevención de accidentes en una amplia variedad de áreas. Los trabajos han sido aprobados, fomentados y algunas veces actualizados por agencias gubernamentales u otras agencias semi-oficiales. En algunos campos el interés demanda la supervisión gubernamental de seguridad - llevada a códigos y reglamentaciones. En otras palabras, la seguridad de un grupo específico ha sido demandada para justificar la supervisión y asistencia gubernamental.

Las pérdidas pueden ser, y con frecuencia son, a la vez directas e indirectas. Una pieza del equipo es demolida por fuego; ésta cuesta una cierta cantidad para reemplazarse. Esta es una pérdida directa y es claramente fácil de indagar. El hecho de dejar el equipo fuera de uso durante la reconstrucción, ocasiona pérdidas directas inevitables. Algunas de éstas pérdidas - las pérdidas de beneficios y el fracaso para continuar recuperando costos, pueden ser calculados y cubiertos por seguros de interrupción de labores. Otras pérdidas tales como las de mercado y costos de capacitación de personal, no pueden ser determinadas con exactitud, éstas pérdidas indirectas nunca pueden ser recuperadas por seguros.

La capacidad de las compañías de seguros para asegurar un riesgo dado está limitada por las reglamentaciones, tratados reaseguradores, y prácticas aseguradoras aceptadas. Las leyes aseguradoras estatales por ejemplo, con frecuencia establecen la máxima cantidad que una compañía aseguradora puede asumir en un riesgo sencillo, y que es aproximadamente el 10% del capital y superhábit de la compañía.

Si la pérdida máxima estimada está en exceso de la cubierta permitida, es necesaria la reaseguración facultativa. Este aseguramiento involucra los servicios de algunos grupos aseguradores y es necesariamente más difícil de obtener y más cara.

Las industrias pueden efectuar su seguridad en el propio layout de la plataforma, previendo una adecuada separación entre las diferentes unidades y áreas en la misma que constituyen riesgos de daños a la propiedad. Las plataformas pueden también reducir las pérdidas - por el uso cuidadoso de los procedimientos operacionales.

3.3 OPERACIONES DE SEGURIDAD

Existen cuatro áreas específicas que son de gran importancia en - este campo:

- * Apoyo de la dirección
- * Tecnología mejorada
- * Capacitación de operadores
- * Buena comunicación

Apoyo de la dirección

Es claro que el personal directivo ha desarrollado cierto interés en la seguridad. Es igualmente claro que tal apoyo del alto mando es esencial para algunos programas de seguridad de procesos.

Esto hace notar que la línea directiva es directamente responsable de la seguridad de todo el personal y el equipo de la plataforma. Muchas compañías petroleras han seguido un simple pero efectivo curso de cuatro etapas para asistir a la dirección en ésta área:

- ° Se deben tener establecidos ciertos comités activos en procesos de - seguridad o intereses forzados en su organización para estudiar y recomendar soluciones a los problemas de procesos de seguridad. En algunos casos, son complementados por comités especiales formados para mediar con problemas como explosiones, operaciones tratadas en planta, preparación para huracanes, y así sucesivamente.
- ° Deben encargarse de iniciar efectivos programas de prevención de accidentes de proceso.
- ° Se debe insistir que cada accidente de proceso o accidente cercano - deberá ser investigado, que la causa debe ser concisa y exactamente reportada, y que la acción correctiva propia será tomada tan rápido como sea posible para evitar repeticiones. Las explicaciones obsoletas e inadecuadas que "justifiquen lo sucedido" no son aceptables.

- ° Es deseable y posible que un reporte cuidadosamente detallado y el análisis de cada accidente se hagan circular dentro de la compañía y en toda la industria.

Tal programa incluye el estudio de los problemas de seguridad; la prevención, investigación, análisis y reporte de los accidentes de proceso; y el apoyo sólido del alto mando.

Tecnología mejorada

Es evidente que el personal técnico en la industria del petróleo lleve a ser más conocedor de la necesidad de una consideración constante de seguridad en sus diseños. Se están eliminando diseños peligrosos, tratando de salvaguardar las unidades en los períodos críticos del arranque y el paro. Todo el trabajo de diseño no incluye los aspectos necesarios de seguridad ya que no pueden ser considerados en un trabajo completo de diseño.

Los accidentes no sólo suceden. El hombre busca causas de los hechos, observa y reconoce ciertos fundamentos. Las compañías petroleras han hecho extensos estudios de explosión, detonaciones, y otras reacciones incontrolables, y/o violentas.

Debemos reconocer el progreso en este sentido através del avance tecnológico, en la solución de problemas básicos tales como detonaciones.

Capacitación de Operadores

No es nada nuevo la capacitación de los operadores de las unidades de proceso. Las unidades de proceso son ahora más grandes, más complicadas, y más automatizadas y operan, por largos periodos de tiempo.

Se necesita tiempo para reconocer que la modernización de los procesos de producción de crudo impusieron en la industria la necesidad de la actualización de sus operadores llevando a la capacitación más efectiva de la orientación - seguridad. Los supervisores y el staff técnico aumentan el énfasis en el entrenamiento de los operadores. Los períodos críticos de paros y arranques de las unidades de procesos son más seguros y, en algunos casos, simultáneamente con esto se disminuyen dichos períodos.

Algunas plataformas contienen revisiones y escritos con instrucciones de operación normal y emergencia, y potencial de riesgos; estos manuales fue-

ron editados en forma clara, concisa y completa. Mejor aún, algunas compañías han adoptado la práctica de mantener sus manuales e instrucciones bajo continuas revisiones para evitar la obsolescencia. Diversas plataformas han reportado que erigen procedimientos de revisión y aprueban las instrucciones de operación siempre que haya un cambio en el equipo, supervisión o modo de operación y al menos una vez al año.

Buena comunicación

Las plataformas han llegado a comunicarse a considerables distancias una a otra sus experiencias con problemas de proceso.

3.3.1 SEGURIDAD EN OPERACIONES DE PROCESO

En esta parte se discuten los objetivos generales de seguridad en los procesos de operación. La seguridad es una consideración específica o implícita en todo momento laborable del día de un operador de procesos.

Los problemas de seguridad pueden clasificarse en dos categorías: operacional e ingeniería.

3.3.1.1 ASPECTO OPERACIONAL Y DE MANTENIMIENTO

Quizá la herramienta más importante para el operador de procesos ha sido el propio procedimiento. Las industrias del petróleo reconocen que los procedimientos son desarrollados con eficiencia, reducción de costos, y el uso efectivo de personal, la principal razón para consumir una basta cantidad de tiempo y esfuerzos en los procedimientos de seguridad. El arranque, el paro, y los procedimientos de emergencia son desarrollados principalmente para que la seguridad y las operaciones sean posibles ordenadamente. Las unidades de proceso pueden ser arrancadas o paradas sin procedimientos formalizados. Los procedimientos detallados son desarrollados para arrancar las piezas individuales de equipo, móviles contenidas en tanques, activación de instrumentos e instalación de pantallas. Las reglas y las prácticas de seguridad son preparadas para cubrir al menos todas las situaciones imaginables. Cada vez que es encontrada una nueva situación lo primero que se hace es desarrollar un procedimiento seguro -

para manejar su ocurrencia.

Tener buenos procedimientos no es suficiente. El personal debe conocerlos y aplicarlos. Los procesos de capacitación personal son muy importantes para que se reconozca la necesidad de seguir los procedimientos. Tanto los supervisores como los no supervisores requieren capacitación.

Un auxiliar muy importante de los buenos procedimientos para operaciones seguras es un sistema adecuado de servicios de protección. Muchas unidades modernas están bien equipadas con alarmas, sistemas secundarios, by passes automáticos y cortes internos, operadores remotos entre otros. Debe usarse un buen juicio para determinar los servicios de protección y decidir la cantidad de los diferentes tipos de los sistemas que estén disponibles. Los sistemas de protección frecuentemente representan una parte medible de toda la inversión y la justificación necesaria.

Aunque los sistemas permitidos pueden considerar justos otros aspectos de los procedimientos de seguridad, garantizan las consideraciones especiales. Son probablemente los mejores medios de control de la seguridad personal y, por supuesto, aplican no sólo al personal de procesos sino también a todos los miembros de la organización quienes han laborado en una unidad de procesos.

Algunas otras áreas problema que son de considerable importancia, incluyen operaciones propias de hornos, operación de equipo eléctrico, como manejo especial de hidrocarburos ligeros, químicos y flamables. El campo de problemas operacionales es muy extenso.

En algunas operaciones resultará un accidente si un trabajador falla al seguir la secuencia de operación establecida.

En ocasiones, un problema de secuencia de operación puede no ser resuelto fácilmente. Bajo estas circunstancias que carecen de solución, el supervisor debe considerar la sustitución de equipo o materiales, el uso de equipo de protección personal, u otros pasos para minimizar los riesgos cuando la secuencia apropiada no es seguida.

Cuando se considera la seguridad de alguna operación deben ser contestadas las siguientes preguntas:

1. ¿Qué factores en la operación crean una condición insegura?

Son desechos, humos, vapores, materiales inflamables, químicos irritantes, temperaturas altas o bajas inusuales, condiciones que igualmente causan error, o falla, altos niveles de ruido, espacios de trabajo apretados, poca iluminación, u otros riesgos que obstruyan la operación normal segura?

2. ¿Pueden los riesgos ser eliminados o aislados con un protector, equipo especial etc.?

3. ¿Los riesgos son identificados por el uso de un color, señales de aviso o barreras?

4. ¿Son necesarios los controles de emergencia y son fácilmente identificados y accesibles?

5. ¿Fueron explicados los riesgos de trabajo a los operarios y entrenados en como evitar tales riesgos?

6. ¿Qué condiciones inseguras serán creadas si la secuencia propia de operación no se siguiera?

La manera en la cual es llevada la tarea de mantenimiento en una planta que maneja inflamables, tóxicos, corrosivos o cualquier otro material peligroso tiene una importante relación en la seguridad de tales plantas. Las prácticas empleadas involucran la posibilidad de daños a los trabajadores y daños a la instalación. La naturaleza de estas plantas requiere que los métodos y procedimientos de mantenimiento estén propiamente correlacionados con los materiales manejados y el tipo de procesamiento empleado.

En la ejecución del trabajo de mantenimiento del complejo equipo usado en las refinerías e industrias relacionadas, están un número de requerimientos básicos. El primero de éstos es que para la operación segura el equipo debe mantenerse en condiciones adecuadas para el servicio a que está suceso. Las deficiencias en la calidad del trabajo de mantenimiento, aparentemente de naturaleza menor, pueden crear peligrosos daños para la vida y la propiedad.

Es necesaria la ejecución del mantenimiento en estas industrias en procesos abiertos y recipientes de almacenamiento para el acceso a inspección y reparaciones. Una buena parte de este trabajo debe hacerse al interior de tales equipos. Por lo tanto la segunda fase del mantenimiento es la necesidad de fabricación y conservación del equipo apto para la entrada de los trabajadores. La tercera, una gran parte de la construcción y mantenimiento en las instalaciones de este tipo implican soldaduras y otro tipo de trabajos que involucran calor siendo así necesario liberar las áreas de actividades con materiales inflamables. Cuarta, la continuación de los trabajos de mantenimiento no debe crear un peligro para algún equipo el cual está en operación. La operación segura de la unidad o equipo no deberá ponerse en peligro por el mantenimiento de ésta, durante la operación, o en otras unidades. Finalmente, las provisiones efectivas contra errores deben hacerse en la identificación del equipo sobre el que sale de mantenimiento o de los materiales o servicios que son usados para tales propósitos de mantenimiento. Puede haber excepciones justificadas a éstas reglas, pero en principio se cubren los requerimientos básicos para un mantenimiento efectivo y seguro.

Los trabajos de mantenimiento involucran diferentes áreas, cada una de las cuales tiene sus propios problemas de seguridad. Algunos operadores de planta han preparado manuales detallados que cubren puntos de seguridad individuales aplicables a cada uno de ellos. La educación en cuanto al carácter de los peligros y sus medios de evitarlos, y el continuo estímulo de los trabajadores para alertarse a ello es indispensable para mantener la seguridad en las actividades de mantenimiento. Esta sección comprende un resumen de los puntos importantes con respecto a las prácticas de mantenimiento cuya experiencia ha demostrado tener particular importancia en la adquisición de la seguridad.

Como se puntualizó anteriormente este trabajo es relativo, no a peligros ordinarios de personal comunes a todas las industrias tales como el uso de escaleras, caída de objetos, pisos resbalozos, etc., sino más bien a peligros inherentes al tipo de procesamiento empleado en el área petrolera y fases relacionadas de la industria química. Los puntos generales aquí tratados garantizan una consideración cuidadosa para supervisores y trabajadores.

SUPERVISIÓN DE MANTENIMIENTO. Las ejecuciones de los trabajos de mantenimiento requieren de supervisión calificada desde el punto de vista seguridad, así como de otros. Esta es la responsabilidad de los supervisores para conocer los procedimientos de seguridad a

plicables a todos los tipos de trabajo en sus respectivas áreas y para informar e instruir a sus subordinados en ello. El término "supervisar" tan empleado aquí con referencia a los grupos de operación y mantenimiento, pretende alguna responsabilidad y autorización de acuerdo a la organización local, tal como un cambio de operador en la división operación o un capataz en la división de mantenimiento.

La responsabilidad de los supervisores en las divisiones de operación y mantenimiento es coordinar las actividades de sus trabajadores, y regular estas de acuerdo a sus condiciones existentes. Por ejemplo, supervisores de mantenimiento calificados durante un reacondicionamiento general o alrededor de un período - en una unidad de procesamiento, podrán arreglarse con el grupo de operación para la eliminación necesaria de la presión de todos los sistemas que han estado abiertos, las purgas y recipientes - libres de gas que han sido registrados, y deben obtener y asegurarse que ha sido hecho antes de proseguir con el trabajo. Los supervisores de mantenimiento deben ser capaces de reconocer las necesidades esenciales de seguridad que están fuera del alcance de sus actividades, para instruir a sus trabajadores en relación a la aplicación de sus obligaciones y para proteger a los trabajadores hasta donde sea posible para las necesidades adherentes a las prácticas de seguridad. La utilidad de los ingenieros de seguridad o supervisores de seguridad en los continuos trabajos de mantenimiento es una precaución empleada por numerosas organizaciones con buenos resultados. Bajo este sistema, donde haya trabajos de mantenimiento está un supervisor de seguridad, quien no necesariamente es un miembro del departamento de mantenimiento, y que es asignado para hacer un continuo chequeo en seguridad. El trabajo del ingeniero de seguridad comienza con la preparación y planeación para el trabajo en conferencias con los supervisores de operación y mantenimiento, donde él es responsable de la coordinación de esfuerzos de principio a fin para la seguridad de los trabajadores y la instalación.

Los supervisores de seguridad por este tipo de obligaciones deben ser propiamente nombres con capacitación en ingeniería, experiencia en operaciones y familiarizado con artes tales como soldadura y tuberías. Deben tener una completa apreciación del alcance de los peligros con los cuales se pueden encontrar. En algunas ocasiones pueden necesitar la ayuda especializada de un químico, un metalurgista o un ingeniero eléctrico en alguna fase de un problema y reconocer cuando ésta es necesaria.

Una parte importante del trabajo del supervisor de seguridad es para enseñar. En el transcurso de su trabajo suministra condi

ciones seguras para los trabajadores y la instalación, continuamente infunde sus conocimientos a los trabajadores.

Concluyendo la ejecución del trabajo por el personal operativo es diferente al que desarrolla el personal de mantenimiento. En general, los operadores son motivados por señales, mientras que la gente de mantenimiento establece su propia marcha. Los supervisores de mantenimiento tienen la oportunidad de observar y guiar su fuerza de trabajo y también tienen más oportunidades para indicar prácticas seguras y dar aviso antes de comenzar sus trabajos de supervisión.

3.3.1.2 ASPECTOS DE INGENIERIA

Si bien otros grupos además del personal de procesos que están involucrados con aspectos de ingeniería de operaciones, no aminoran la responsabilidad de los operarios del proceso en esta área. El operador de procesos está al tanto de los conocimientos técnicos de los ingenieros con los resultados de su experiencia práctica.

Una de las mayores responsabilidades de los operadores de procesos es el de revisar nuevos diseños para ver que conformen prácticas seguras. Los operarios deben estar especialmente involucrados con las provisiones de los mecanismos de seguridad, la localización de drenes y venteos, la necesidad de válvulas de bloqueo y bypass, instrumentación adecuada, y similares. El operador de procesos debe provocar ir más allá o insistir en los servicios que son realmente innecesarios. Esta tendencia debe ser restringida manteniendo siempre la objetividad. Los grupos de ingeniería necesitan conocer la experiencia práctica y darse cuenta que todas las situaciones no son anticipadas por un diseño teórico. Con un esfuerzo cooperativo de todo el personal resultará una planta mejor y más segura.

El layout o arreglo de cualquier refinería, una planta química o cualquier otra manufacturera de características similares, está determinado primeramente por los requerimientos para su funcionamiento eficiente en uso normal. Esto es habitual, por tanto, para tomar en consideración ciertos aspectos importantes de seguridad; el layout y la construcción general pueden controlar importantes fallas de tales instalaciones.

El reconocimiento de los requerimientos de seguridad en el arreglo de planta es de valor en la planeación de nuevas instalaciones completas y para la protección de las ya existentes.

Debiera ser altamente deseable que todas las plantas ya -- existentes incluyendo unas de las más viejas, hayan sido instaladas de acuerdo a las mejores reglas y provistas de los cambios y expansiones que han ido ocurriendo durante toda su vida. Desafortunadamente, éstas no se hacen con frecuencia. En el curso normal del avance industrial, algunas plantas han logrado condiciones que son indeseables desde el punto de vista seguridad, -- pero cuya corrección es virtualmente imposible o al menos injustificable. Mientras no sea posible corregir completamente las condiciones inseguras, éstas aumentarán desde el arreglo de la planta. En las instalaciones más antiguas, no obstante es deseable reconocer ello y corregirlo donde sea posible durante el curso de reacondicionamiento y reemplazo normal de la planta.

Esta sección está dedicada a la discusión de los principios generales de una práctica layout para los tipos de plantas manufactureras con las cuales se relaciona este trabajo. El tema de distribución ("Layout") y el uso de que incluso el término aplica no sólo al arreglo de las estructuras y servicios, sino también asociando fallas tales como las topográficas, los drenajes, y las actividades en áreas colindantes.

CONSIDERACIONES GENERALES DE DISTRIBUCION. Desde el punto de vista seguridad, los requerimientos generales para la distribución de una planta química que maneja materiales inflamables o instalaciones similares pueden resumirse como sigue:

1. Elementos independientes incluyendo unidades de proceso, tanques de almacenamiento, construcciones, etc., estarán suficientemente espaciados así que tales accidentes como incendios en un elemento afectarán mínimamente a los adyacentes.
2. El equipo críticamente importante del que depende la operación de una planta deberá estar provisto de un máximo de protección para su localización.
3. Las áreas de peligro excepcionalmente estarán separadas por distancias suficientes de otras áreas de la planta.

4. Los servicios tales como suministro de vapor, energía eléctrica y agua serán protegidos de los efectos de accidentes en la planta así que se mantendrán continuamente tan cerca a la máxima capacidad como sea posible, incluyendo ocasiones cuando existan condiciones de emergencia.

5. Disposiciones para la protección contra inundaciones de áreas vitales de la planta por alguna causa.

6. Las consideraciones estarán dadas para condiciones climatológicas, meteorológicas y las relacionadas como son la dirección de los vientos dominantes, máxima velocidad del viento alcanzada en tormentas, frecuencia de tormentas con truenos y la ocurrencia de temblores.

7. Consideraciones dadas a las actividades y a operaciones precedentes y tuberías que atraviesan la propiedad.

8. Disposiciones para supervisión de planta.

Estos puntos individuales requieren atención en ciertas partes de la instalación de una planta. Adjunto a esto hacen una contribución substancial a la seguridad general.

CONSIDERACIONES ESPECIFICAS.

9. Seguridad personal. La seguridad del personal de operación es la consideración primaria en el diseño de los servicios de producción. Los requerimientos para medios de escape, embarcaderos, resguardos, salvavidas.

10. El equipo debe arreglarse para dar lugar a corredores en todas las áreas de la plataforma. Dos rutas de salida en direcciones opuestas, para cada área donde sea posible. Las áreas cerradas que contienen una fuente de combustible deben tener al menos dos salidas abiertas a una área no peligrosa.

11. Servicios. Los servicios requeridos varían con el tipo de instalación y cómo ésta es utilizada.

12. Los servicios en las estructuras marinas pueden incluir agua potable, agua no potable, agua marina, electricidad, gas, aire para control de fuerza, alcantarillado, depósito de desechos y sistemas de comunicación.

13. En la planeación de los sistemas de servicios, la consideración debe estar dada para el número y tipo de cisternas, aceite y gas procesado lejanos a la estructura, el volumen anticipado de producción, la cantidad de gente que habitará la instalación, tipo de sistemas para el combate de incendios, tipo de sistemas de control, y fuente de electricidad.

14. Sistemas de seguridad de paro. Un diseño apropiado de sistemas de seguridad de paro percibe una operación anormal o condición de equipo y reacción a esta condición por paro en o aislamiento necesario de los componentes del sistema, o el sistema entero. Otras acciones tales como alarmas, arranque de sistemas de extinción de fuego y depresurización de todas las tuberías y recipientes a presión pueden también ser iniciados por los sistemas de paro. Las acciones a ser tomadas dependerán del nivel de criticidad, de las condiciones anormales. Los tres propósitos primarios para la instalación de los sistemas de paro son para:

- a. Protección de la vida humana.
- b. Prevención de daños ecológicos
- c. Protección de la inversión.

15. En la planeación y diseño de los sistemas de paro, es necesario primero determinar que eventos pueden poner en peligro la vida, el medio ambiente y la inversión. La inspección, mantenimiento y falta de documentación son condiciones definitivas en la planeación de los sistemas de paro. Los procedimientos de inspección deben ser cuidadosamente planeados. La localización de los componentes del sistema de paro para facilitar el acceso para la inspección y pruebas deben estar incluidas en la planeación del arreglo de los servicios de producción. La educación y el entretenimiento personal es necesario.

16. Quemador y sistemas de relevo de emergencia. El quemador y los sistemas de relevo de emergencia asociados con el equipo de proceso deben ser diseñados y localizados considerando la cantidad de combustibles a ser relevados, vientos dominantes, localización de otros equipos, incluyendo aparatos, cuartos de personal, sistemas de toma de aire fresco, aproximación de helicópteros y otros factores que afectan la seguridad normal.

17. Los quemadores y los sistemas de relevo de emergencia pueden incluir una chimenea vertical, un quemador bajo el agua. Diseñados y localizados tal que no constituyan un peligro para el personal o la instalación.

a. Sistema de relevo:

El sistema de relevo es un sistema de emergencia para descargar gas por medios manuales o controlados o por una válvula de relevo de presión automática de un tanque presurizado o un sistema de tubería a la atmósfera para el propósito de relevo de presión en exceso de la presión de trabajo. El sistema de relevo puede incluir la válvula de relevo o disco de ruptura, la tubería de colección, un depurador de gas para la separación del líquido, y un venteo para gas. Algunos servicios incluyen sistemas de presurización automática para recipientes a presión en los eventos de un paro de emergencia. Las válvulas de control de los sistemas de depresurización pueden arreglarse para descargar en el sistema de relevo o el sistema de quemado.

b. Sistemas de quemado:

Tal sistema es para descargar gas a través de un válvula de control de un sistema presurizado a la atmósfera durante la operación normal. Esta descarga puede ser continua o intermitente. El sistema de quemado puede incluir la válvula de control de quemado, la tubería de recolección, el depurador líquido-gas y el venteo de gas.

Normalmente, los gases descargados en el sistema de quemado están a bajas presiones y bajos flujos. Los sistemas de quemado deben diseñarse para asegurar que los recipientes y tanques no estén sobrepresionados y ajustados al volumen máximo que podrá ser venteadado.

18. Ventilación. Las estructuras cerradas requieren de una revisión y asegurar una ventilación adecuada. Las áreas cerradas que contienen este equipo consideran sólo una fuente de ignición que debe ser presurizada para prevenir la entrada de hidrocarburos. La entrada de aire para el sistema presurizador debe estar localizada para evitar la entrada de hidrocarburos al sistema. Las áreas cerradas que tienen manejo de servicios de hidrocarburos o equipo utilizando una fuente de combustible de hidrocarburos deben ser ventiladas con un sistema adecuado para asegurar la remoción de alguna fuga de hidrocarburos. En resumen las cerradas deben ser protegidas de acuerdo con las recomendaciones presentadas en la sección de protección contra incendios.

19. El equipo localizado en una estructura de tipo abierto debe arreglarse para permitir la ventilación natural causada por los vientos y corrientes de convección. Debe tenerse cuidado alrededor del equipo de proceso flamable para asegurar sea -- instalada la chimenea adecuada. También el equipo debe ser -- arreglado para tomar ventaja de los vientos dominantes a fin de minimizar el escape de hidrocarburos de la torre de algún equipo considerado a una fuente de ignición.

Debe tenerse un cuidado especial en el uso de paredes de protección para asegurar la ventilación apropiada. Debe tenerse especial consideración a la ventilación de las áreas principales. Estas áreas deben estar tan abiertas como sea posible con un mínimo de dos costados de la estructura abierta. El interior de los cuartos construídos debe tener un sistema de ventilación adecuado para impedir la acumulación de smog y olores.

20. Transportación. En el diseño de los servicios de apoyo -- para la transportación del personal y equipo en la instala-- ción marina, se deben considerar las condiciones meteorológicas y oceanográficas prevalecientes. La localización de los servicios de transportación relativa a los vientos dominantes, olas y corrientes pueden controlar la orientación y arreglo -- de la estructura completa.

21. Las embarcaciones flotantes y los desembarcaderos se localizan en la banda de sotavento de la estructura. El brazo de soporte (grúa) debe localizarse sobre la embarcación flotante por conveniencia en la carga y descarga de equipo. Las áreas de almacenamiento para tuberías y materiales voluminosos deben localizarse dentro o adyacentes al área cubierta por el botazón del brazo soporte.

22. En la estructura tripulada el medio primario de escape será la escalinata del sótano y cubierta principal para el personal abordo. La localización del personal abordo y la ruta primaria de escape debe ser tomada en consideración en el arreglo de los cuartos y servicios de producción.

23. Las vías para el helicóptero deben localizarse así como -- para dar una clara aproximación a los helicópteros, al igual que las antenas, botalones, etc.

24. Prevención de la contaminación.

a. Consideraciones generales:

La planeación y construcción de las plataformas marinas de producción deben incluir los métodos para controlar algún tipo de contaminante. Los contaminantes pueden definirse como sustancias extrañas o indeseables que incluso pueden ser usadas - para aplicarse a sólidos y líquidos que contienen hidrocarburos líquidos, relativamente altas concentraciones de químicos ácidos y caústicos, materiales de desecho y desperdicios.

b. Control de derrames de aceite:

Los métodos de control deben estar provistos por colectores de hidrocarburos derramados para todas las áreas. Por ejemplo, las áreas de cubierta sólida pueden drenar a un canal y atravesar una ruta o un sistema de canales o tuberías para un departamento central. Esto puede hacerse también por previsión de un número de drenajes abiertos en la cubierta que son desaguados en un punto central. Del punto central el material líquido puede ser descargado a un tanque o contenedor donde la separación toma lugar debido a la diferencia de gravedad específica. Los hidrocarburos líquidos pueden entonces separarse y regresar al sistema de producción y el agua restante tratada por una separación más, filtración, etc., según sea necesario.

Todas las áreas cubiertas que tienen una fuente de filtración de aceite, derrames o goteras deben ser cerradas con la periferia rodeada por una cubierta o un canal continuo.

c. Colocación del alcantarillado:

En las instalaciones donde están instalados los sanitarios, los desperdicios humanos son descargados en el agua alrededor - de la instalación. Los efluentes deben seguir los requerimientos aplicables de las agencias reguladoras gubernamentales, una vez que han recibido tratamiento.

d. Distribución de los desperdicios sólidos:

El desperdicio de combustible sólido tal como papel y desperdicios de la madera, u otros materiales orgánicos como basura puede ser incinerado en una área que permita un fuego abierto. Alternativamente, el desperdicio puede ser transportado a otras instalaciones para su disposición final.

El desperdicio no combustible puede ser colectado en contenedors y transportado para su disposición final.

e. Desperdicios tóxicos

En general, los materiales tóxicos, después que han sido tra
tados y neutralizados, pueden ser descargados en aguas a los alre
dedores de la instalación.

25. Corrosión, erosión y mantenimiento preventivo. El manteni-
miento preventivo y el control de la erosión y corrosión son parte
integral de la prevención de fallas, control de contaminación y -
seguridad. Muchas de las técnicas de control y mantenimiento de-
sarrolladas y utilizadas en tierra son también aplicables en ope-
raciones marinas. Sin embargo, las limitaciones de espacio, el -
ambiente de aire salado, y otros requerimientos especiales inheren-
tes al diseño y operación hacen este importante.

26. La prevención de fallas íntimas requieren que el equipo sea -
propiamente diseñado, monitoreado por pérdidas de espesor de parr-
red, y si es necesario, incluir materiales resistentes a la corro-
sión, recubrimientos, protección catódica y las provisiones para
inhibición de corrosión. Las fallas internas pueden ser minimiza
das por limitación del número de cabezales, longitud de tubería,
y diseño para las velocidades de fluido manejado, debe considerarse
y hacer incapié para los fluidos que son particularmente corrosi-
vos o erosivos. La corrosión debida al medio de intercambio de -
calor, medio de deshidratación, y combustibles pueden ser conside
rados también como corrosión producida por los fluidos. Se debe
tener cuidado en la elección y colocación de las tees, restriccio-
nes de flujo, bridas, y cabezales puede también limitarse la co-
rrosión debida a los espacios muertos y la erosión provocada por
la turbulencia.

27. La minimización de fallas externas requiere de la selección -
de un sistema de protección catódica apropiado y recubrimientos -
externos apropiados. Los recubrimientos externos deben ser apli-
cados apropiadamente y reparados correctamente tan pronto como --
sea posible.

28. Asegurar y soportar los sistemas de tuberías y equipo de pro-
ceso es también importante en la prevención de daños debidos a la
corrosión externa y desgaste.

CONSIDERACIONES AMBIENTALES.

29. En el establecimiento de la orientación de la estructura pre-

valece la marea, corrientes y vientos. Además, cuando se hace la planeación para los servicios de helicópteros, muelles, sistemas de quemado y relevos sistemas de escape deben introducirse las influencias meteorológicas y oceanográficas.

30. Las condiciones tales como temperatura, precipitación, humedad y vientos tienen un efecto significativo en el arreglo global de los servicios de producción en la estructura marina.

31. Las condiciones marinas pueden tener considerable influencia en el apoyo logístico y en los requerimientos de almacenamiento - cuando se colocan los servicios en la estructura.

CONDICIONES GEOGRAFICAS

32. Las estructuras instaladas en lugares remotos requieren considerablemente más preplaneación para estar localizadas cerca de los servicios y puntos de abastecimiento.

33. La distancia entre la plataforma y la escora terminal debe ser una consideración definida cuando hacemos la planeación de la tubería, embarque de bombas, compresores, requerimientos de almacenamiento y agua de desecho en el manejo de servicios.

Muchos factores y variables deben tomarse en consideración - en el arreglo del equipo de producción en las plataformas marinas. Las consideraciones anteriores no intentan ser todas incluidas, - pero intentan mostrar las diversos factores que deben tomarse en cuenta cuando se prepara la operación de una plataforma.

3.4 SEGURIDAD PERSONAL

Tomando conciencia de que en la industria petrolera existen riesgos -- inherentes, nunca se ha querido que los trabajadores expongan su vida en el cumplimiento de sus labores, por lo que se hace necesario no escatimar es-- fuerzo alguno para salvaguardarlos.

Se toma como base el principio de que la seguridad tiene en primer lugar -- proteger la vida y la integridad física de los trabajadores.

3.4.1 MEDIDAS Y EQUIPO DE PROTECCION PARA EL PERSONAL

3.4.1.1 ASPECTOS MEDICOS

El personal como sucede en cualquier industria, constituye un grupo de personas adiestradas para ejecutar coordinadamente trabajos muy variados. Por esta razón, presenta la mayor riqueza y el capital más importante de institución. En tal virtud, es importante conservar la salud y la integridad física y mental de ese conjunto de trabajadores; para ello, es necesario tomar oportunamente las medidas adecuadas y emplear los equipos de protección y medios de trabajo que son indispensables.

Con tal propósito, se debe establecer un sistema de exámenes médicos a los trabajadores, que se realicen en los siguientes casos:

1. Cuando ingresen al servicio de la institución.
2. Cuando reingresen.
3. Cuando se trate de investigar si padecen alguna enfermedad.
4. Cada seis meses a los trabajadores que presten sus servicios en -- ciertas especialidades.
5. A los trabajadores que así lo soliciten.

3.4.1.2 PREPARACION DEL PERSONAL

La administración ha contraído el compromiso de impartir cursos de adiestramiento a los trabajadores de ciertas especialidades con el propósito de elevar o perfeccionar los conocimientos teóricos y las - habilidades prácticas de esos operarios, y utilizar para el efecto, - diversos procedimientos educativos según las distintas especialidades. En los cursos de capacitación implantados, se imparten conocimientos - de higiene y seguridad industrial, además del adiestramiento según la especialidad del trabajador, preparación que contribuye a la disminución de los accidentes.

Los problemas de seguridad industrial constituyen una parte importante de las labores de capacitación, no solo por cuanto se refiere a la preparación de los especialistas de la rama, sino también por cuanto a la divulgación de los conocimientos básicos sobre la materia a través de pláticas y conferencias en los centros de trabajo, adecuadas a la naturaleza de las labores que en cada uno de ellos se ejecutan. Se requieren la divulgación de principios encaminados a elimi--

nar los accidentes.

Con el fin de que todo el personal se encuentre en condiciones - de aprovechar debidamente los equipos y materiales, destinados a esta finalidad, que existen en todos los centros de trabajo, en proporción a la naturaleza y magnitud de los riesgos que en ellos existen.

Tratar de enseñar a los trabajadores a evitar un peligro es una tarea nunca acabada que requiere una supervisión constante; sin embargo, la eliminación de una condición peligrosa es una solución inmediata y permanente.

3.4.1.3 EQUIPO DE PROTECCION PERSONAL

Los principales riesgos profesionales pueden clasificarse en -- tres grupos, en función de los agentes que los producen: riesgos químicos, riesgos físicos y riesgos biológicos. Los primeros son causados por el contacto con las sustancias sólidas, líquidas y gaseosas - que se manejan y se derivan de las propiedades químicas de éstas. -- Los riesgos físicos se originan en el uso de herramientas, maquinaria, equipo, y las diversas condiciones del medio, como la iluminación, el ruido, los choques eléctricos, etc. Los riesgos biológicos son los - causados por la contaminación bacteriológica del aire, el manejo de - materiales contaminados, cambios bruscos de temperatura, trabajos pesados, etc.

La existencia de los tres grupos de agentes anteriores, da lugar a que se dediquen diversos equipos de protección personal, para proteger a los trabajadores de los riesgos correspondientes en forma combinada con la ejecución de las medidas de seguridad e higiene industrial que constan en reglamentos y disposiciones de adopción obligatoria.

3.4.1.4 DIVULGACION DE LOS PRINCIPIOS DE SEGURIDAD

BOLETINES Y FOLLETOS DE SEGURIDAD

La divulgación es otro medio para hacer llegar los principios ge

nerales de seguridad industrial y podría decirse que es la manera de hacer oír la voz de la seguridad.

Es preciso formar en todos los trabajadores una mejor conciencia de los problemas de seguridad industrial que los haga conducirse con plena responsabilidad y aprecio a su propia vida. El objetivo consiste en preservar la salud y la seguridad personal y colectiva.

Para este fin, se utilizan diversos medios de publicidad; entre otros, la publicación de boletines, folletos con caricaturas, carteles, lemas transmitidos por las estaciones de radio, así como la organización de pláticas, mesas redondas, concursos y exposiciones de material audiovisual.

CARTELES DE SEGURIDAD

Se elaboran carteles con motivos de seguridad, se pretende llevar al trabajador un mensaje en la forma más clara y sencilla. Se colocan profusamente en los centros de trabajo, en lugares adecuados y se renuevan periódicamente.

PLATICAS Y MATERIAL AUDIOVISUAL

Se organizan constantemente pláticas y conferencias, las cuales son dadas por especialistas en los diversos tópicos tratados.

El material audiovisual, por ejemplo diapositivas y películas, es usado constantemente en todos esos actos de divulgación, ya sea en forma local o con la ayuda de las Gerencias de Rama, incluyendo la de Seguridad Industrial.

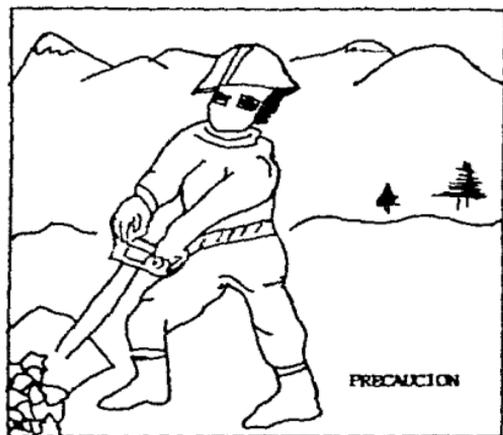
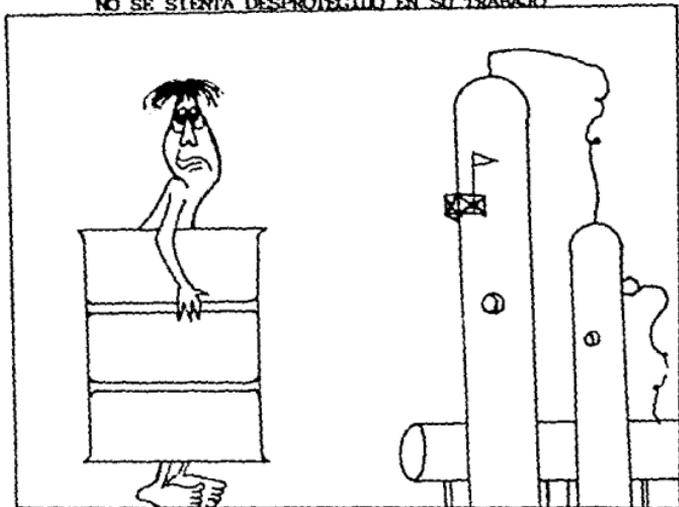


FIGURA 14. BOLETINES Y FOLLETOS DE SEGURIDAD.

NO SE SIENTA DESPROTEGIDO EN SU TRABAJO



USE EL EQUIPO DE PROTECCION

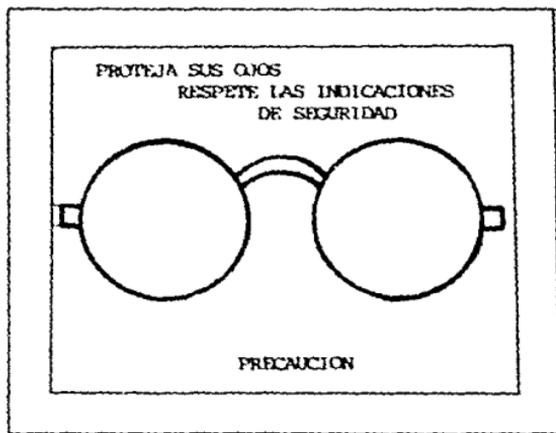
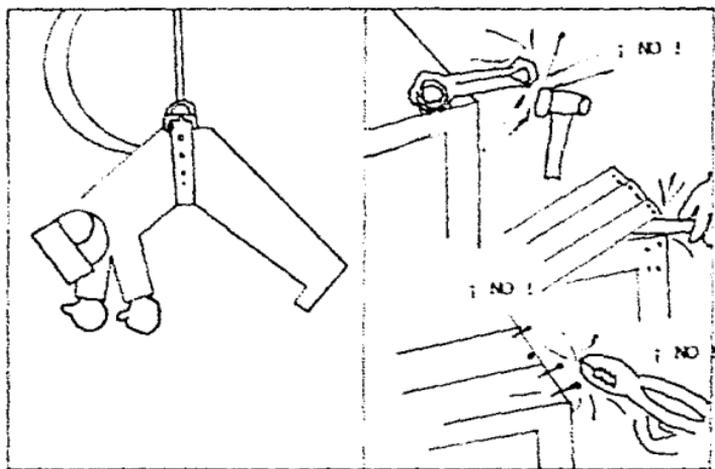
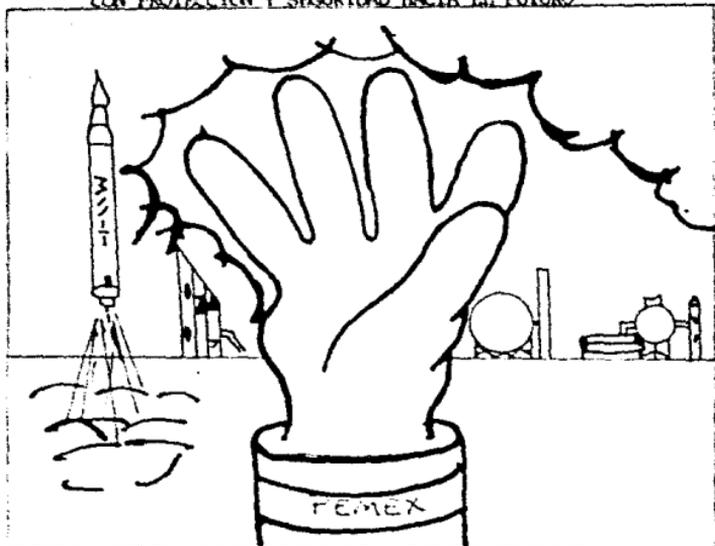


FIGURA 15 a. CARTELES DE SEGURIDAD.

CON PROTECCION Y SEGURIDAD HACIA EL FUTURO



USE LA HERRAMIENTA ADECUADA

FIGURA 15 . . . CARTELES DE SEGURIDAD.

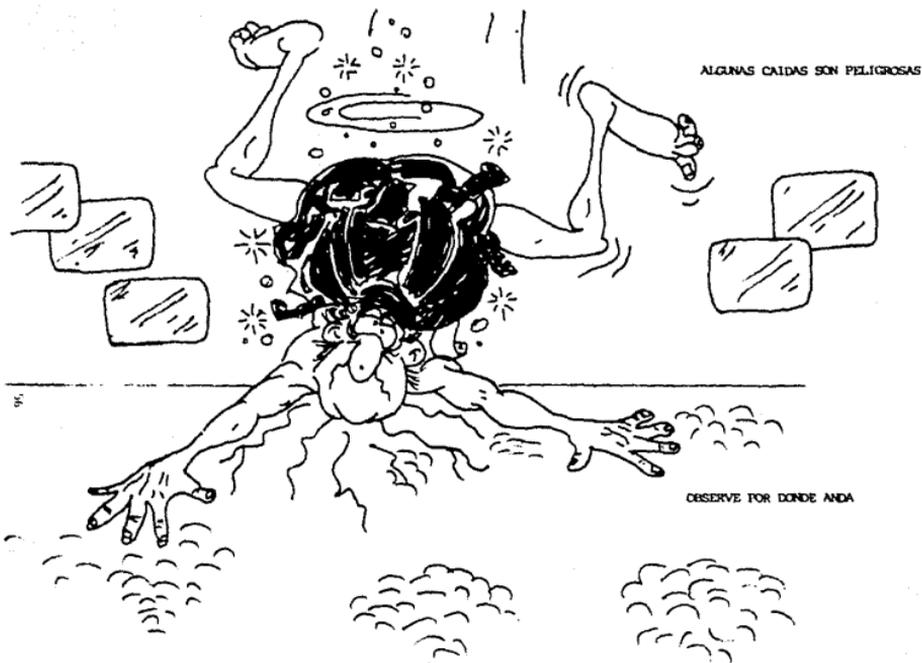


FIGURA 15 c. CARTELES DE SEGURIDAD.

3.5 EVITANDO LOS RIESGOS DE APATIA

Se proponen diez conceptos críticos que deben prevenir una decadencia en la seguridad si son implementados:

- * Las instalaciones marinas deben revisar completamente sus experiencias -- con incendios y otros accidentes. Deben estar al cuidado de situaciones repetitivas o records aplicando su mejor esfuerzo "donde está la acción".
- * La inspección de equipo deberá estar incrementando el énfasis. Esta es una de las mejores líneas de defensa de la industria en el decremento de las pérdidas de propiedad y asegurar las operaciones seguras. El esfuerzo dado a la inspección, se incrementará en proporción al potencial de riesgos en la operación involucrada. Las instalaciones marinas deben continuar haciendo uso de las posibilidades de entrenamiento de personal por el cambio de ideas y técnicas entre las industrias representativas del petróleo.
- * Las instalaciones marinas no deben cesar la vigilancia durante los momentos de riesgo de operación, tales como paros, arranques y emergencias.
- * La capacitación del personal operativo se debe examinar más críticamente. Quién no tenga la capacidad deberá ser promovido a otro puesto. Se debe reconocer que la habilidad y la experiencia aumentan la seguridad.
- * Deben mejorarse los programas de capacitación para nuevos supervisores de procesos en las plataformas marinas de operaciones y para tomar decisiones sobre el equipo de operación durante las emergencias.
- * Nuevos diseños y algunos emitidos recientes de esquemas estándares para procesos de seguridad deberán chequearse tres o dos veces usando la mejor experiencia operativa de la que se disponga, para descubrir posibilidades de error y fallas del equipo.
- * Donde sea posible, las pérdidas potenciales deben ser minimizadas mediante el uso de expedientes de bajo costo, tales como la localización estratégica de la intercepción de las válvulas de control remoto e instrumentos.
- * A la instrumentación y otro equipo de emergencia que es vital en la operación de unidades de proceso y de las cuales el personal operativo depende rá durante incidentes inesperados se les dará mantenimiento prioritariamente.
- * La industria petrolera debe hacer uso de organizaciones tales como API's Operating Practices Committee, que provee un foro en que se discuten temas de procesos de seguridad.

- * La importancia de la seguridad de procesos debe ser enfatizada comenzando por la administración y hacia abajo de la línea de organización.

3.6 FUTURO DE LA SEGURIDAD INDUSTRIAL

El record de la industria del petróleo es excelente cuando lo comparamos con otras industrias, pero las plataformas jamás pueden ceder o - llegar a ser complacientes si son constantes en la aproximación a su última meta - operación de procesos libres de accidentes.

No es fácil mantener a los empleados de la plataforma practicando continuamente tareas de seguridad de procesos. La industria debe desarrollar constantemente programas para mantener vivo el interés de los empleados y - al mismo tiempo tener presente los principios de seguridad de procesos en - términos fácilmente entendibles.

Los directores de las compañías petroleras deben continuar interesando se en los procesos de seguridad y ver que ese interés es conocido por todos los empleados. Si el énfasis del director decae, este se verá reflejado - más tarde en un record de seguridad de procesos pobre .

Muchos estudios , reportes y asambleas, coordinados con trabajos similares por otras sociedades técnicas de investigación industrial, y grupos - de ingeniería, seguramente ayudan a mejorar el record de seguridad de procesos. La industria del petróleo ha aprendido por ahora que una falta de apoyo en atención a los procesos de seguridad puede costar enormemente en la - pérdida de propiedades, tiempo y lo más importante, la vida humana.

3.7 TECNICAS DE INSPECCION

Esta sección comprende un perfil de las prácticas aceptadas para la inspección de seguridad de equipo e instalaciones de las plataformas marinas y plantas químicas e industrias relacionadas. Esta comprende la inspección - del equipo instalado pero no la inspección de las partes y materiales en talleres de fabricación durante o después de la fabricación.

3.7.1 INSPECCION DE EQUIPO

El objetivo principal de los trabajos de inspección de seguridad es confirmar que el equipo será el conveniente para el término y tipo de operación esperada y para prevenir fallas inesperadas que ponen en peligro la vida y la propiedad. Un objetivo secundario es mantener un chequeo constante en la velocidad de deterioro para permitir la anticipación de los resultados de la corrosión, la erosión y otros efectos de operación continua. La realización de estos objetivos requiere que el equipo sea examinado a fondo (completamente) a intervalos suficientemente frecuentes, éstos records mantienen las condiciones cambiantes de varias partes, se hace la interpretación y se toman acciones sobre la información obtenida. Este perfil no considera riesgos al personal no relacionados con accidentes a equipos los cuales, aunque importantes, son comúnmente manejados por otros procedimientos.

Los trabajos de inspección de seguridad efectivos están basados en reglas establecidas y procedimientos estandarizados que con la experiencia han demostrado descubrir los defectos producidos dentro de los equipos. Esto es particularmente cierto en el equipo de proceso y auxiliares. Esta sección comprende una compilación de tales reglas y procedimientos. Sin embargo, las condiciones locales varían, y la inspección justificada de partes del equipo y los métodos requeridos defieren por consiguiente. Por tanto los principios básicos de seguridad deben residir en la habilidad, diligencia y competitividad de los inspectores, y su apoyo y supervisión cuidadosa por la administración de la planta.

TIPOS DE EQUIPO.

Este perfil de procedimientos de inspección abarca las siguientes di visiones del equipo de planta:

EQUIPO DE PROCESO. Abarca el equipo usado para efectuar cambios químicos y físicos y todas las unidades de proceso y operaciones unitarias en los materiales con que se va a tratar, tales como crudo, hidrocarburos, químicos, gases, etc. Esto incluye unidades integradas tales como destiladores de crudo, unidades de crackeo, unidades de alquilación, unidades de deshidrogenación y similares así como las instalaciones de procesamiento más simples tales como autoclaves, calderas, etc. Incluye también elementos particulares del equipo de proceso como hornos, cambiadores de calor, recipientes, tubería, bombas, compresores, turbinas, motores instrumentos, trabajo eléctrico y otras partes constituyentes. Arrestados de flama y otras rutinas de emergencia que son incluidas en el equipo de proceso. Todo el equipo de utilidad dentro de los límites físicos de la instalación de un proceso generalmente es clasificado como equipo de proceso.

EQUIPO DE SERVICIOS. Comprende calentadores, torres de enfriamiento y sistemas de circulación de agua, generadores eléctricos y equipos de distribución, compresores de aire y sistemas de distribución, fuentes de agua y almacenamiento de agua (excepto para propósitos de protección contra incendios) , gas y otros suministros de combustible y equipo asociado con ello.

Algunos equipos de servicios los cuales comprenden parte de una unidad de proceso, tales como pérdidas de calor de generadores de vapor, etc. es incluido en el equipo de proceso.

DEPOSITO Y EQUIPO ASOCIADO. Incluye tanques de almacenamiento fuera de los límites de batería de la instalación de proceso, su conexión de tuberías, mecanismos de vacío y relevo de proceso, mecanismos de medición, arrestadores de flama, diques e instrumentación empleada en conexión con esto. Esta división incluye tanques de almacenamiento atmosférico, tanques a presión y tanques refrigerantes para almacenamiento de materiales volátiles, es decir, a presiones atmosférica o sobre la atmosférica con su instrumentación y otros dispositivos.

EQUIPO DE PROTECCION CONTRA INCENDIOS. Abarca bombeo de agua y servicios de almacenamiento, incluyendo tanques relevados y receptores; tubería de distribución; hidrantes; espuma permanente, sistemas de rociado, incluyendo equipo de bombeo y desagüe, mangueras, generadores de espuma; unidades móviles de bombeo; extinguidores de mano o tipo carro; y todo el equipo de características similares.

EQUIPO DE PLANTA DE TRANSFERENCIA MARITIMO Y MISCELANEO. Incluye bombas de transferencia, muelles, separadores de crudo, sistema de desagüe y otros auxiliares no cubiertos en las divisiones anteriores.

DEPARTAMENTO DE INSPECCION.

Este comprende la organización en una instalación dada la cual es responsable en la determinación de la seguridad de los tipos de equipo enumerados en el punto anterior. Este debe ser dirigido por el inspector en jefe de la instalación con ayuda de un número adecuado de subordinados calificados. Su organización y deber son definidos por el gerente de la planta. El personal del departamento de inspección deberá ser elegido con cuidado. Ellos deben ser hombres maduros y responsables con experiencia en las ramas de operación y mantenimiento, y si es posible, con capacitación en ingeniería. El inspector en jefe debe ser un ingeniero. En caso contrario la dirección de la inspección o ejecución debe ser confiada

da a un hombre que es hábil en el manejo de herramientas o mecanismos electrónicos de inspección, excepto que carece de experiencia en el área de inspección.

El departamento de inspección normalmente deberá ser un departamento independiente de la planta concerniente primeramente con la seguridad y o tras materias relacionadas con la seguridad, tales como el mantenimiento preventivo.

Las decisiones del departamento de inspección relativas a seguridad deben ser terminantes.

DEBERES DEL DEPARTAMENTO DE INSPECCION.

Este es responsable de la ejecución de todos los trabajos de inspección de seguridad incluyendo pruebas hidrostáticas, recomendaciones necesarias de reemplazos, recomendaciones de abandono de equipo inseguro, anticipación de abandono necesario por deterioro y consejos que puedan ser necesarios. Coopera con otros departamentos en el trabajo de mantenimiento preventivo y en recomendaciones para el propósito de reducción de deterioro.

Esa es la obligación del departamento de inspección para mantener un continuo y adecuado chequeo, apoyado por records, del equipo detallado anteriormente. El complemento de la inspección y el grado de detalle requerido por los accesorios del equipo varía en un amplio rango.

Es responsabilidad del departamento de inspección determinar la frecuencia de inspección necesaria y llevarla de acuerdo con los estándares generales y en condiciones claras para anticiparse a cambios en los requerimientos con modificaciones en los métodos de operación y materiales manejados.

Los continuos conocimientos de las condiciones prevaletientes son especialmente necesarios en situaciones tales como manejo de crudo con alto contenido de azufre corrosivo o bajo alguna otra condición donde el deterioro del equipo es variable o de algún grado.

Por lo tanto, el departamento de inspección es el principal responsable de la determinación de las condiciones físicas que afectan la seguridad del equipo y de la recomendación a la gerencia de la necesidad de las

oportunidades de examinación con la cooperación de los departamentos de operación y mantenimiento que facilitan este trabajo.

El departamento de inspección será el responsable de informar a los supervisores de operación y demás personal involucrado las condiciones en las que se encuentra el equipo, y deberá alertar sobre algunas desviaciones de las prácticas de seguridad relacionadas con el equipo.

INSPECTORES EXTERNOS.

En algunos casos es necesaria la ayuda de inspectores ajenos a la -- compañía, pero esto no deberá relevar al departamento de inspección local de sus responsabilidades.

ESPECIFICACIONES.

Las prácticas aceptadas en la construcción y mantenimiento del equipo de instalaciones petroleras requieren que éstas sean adheribles a las especificaciones de equipo y materiales para asegurar la calidad adecuada para la seguridad y otras razones. Esto es debido a que el departamento de inspección debe estar familiarizado con todos los estándares de material y equipo establecidos.

PROCEDIMIENTOS DE INSPECCION.

Los trabajos de inspección de seguridad, como se definió anteriormente, comprenden ampliamente la examinación de los elementos del equipo con intervalos de frecuencia obtenidos del conocimiento adecuado de las condiciones físicas, desde el punto de vista de deterioro y por el más efectivo trabajo de mantenimiento. Los procedimientos para completar esta finalidad varían marcadamente y son usados en la industria del petróleo y plantas similares añadidos a uno de los métodos siguientes:

INSPECCION PERIODICA.

Este método comprende el listado de las inspecciones generales completas con las pruebas hidrostáticas necesarias a intervalos definidos por las divisiones designadas del equipo de la planta. Las sustituciones hechas a tales inspecciones a su vez son usualmente contempladas para la próxima inspección periódica. Este método varía un poco por reemplazos internos menores y también en que ciertas partes con el conocido lento deterioro son inspeccionadas a intervalos de menor frecuencia que los observados durante las inspecciones generales.

Este procedimiento es más aplicable a unidades pequeñas a las cuales convenientemente se les puede dar una inspección global en un paro y también para plantas más pequeñas. Puede ser también requerible en equipos que recorran largos períodos y cuyo mantenimiento en paros es prolongado.

INSPECCION CONTINUA CARRERA A CARRERA.

Este método comprende la inspección parcial, como la requerida en el paro, basada sobre un sistema continuo y completo de records indicando la condición de las partes componentes, y el reemplazo de partes basado en el esperado deterioro entre la operación consecutiva y los paros. Este procedimiento permite la máxima vida de servicio de las parte componentes debido a la frecuencia de las oportunidades de inspección.

Con respecto al equipo de procesos, éste método es usado más amplia y efectivamente en las unidades complejas donde una inspección completa involucrará labores prohibidas requeridas y a veces paros. Cuando es pro piamente coordinado en este método de inspección usualmente no hay paros prolongados fuera de los requeridos por mantenimiento. Este método también puede ser empleado en artículos tales como tanques, equipo de servicios y otras divisiones que pueden ser inspeccionadas mientras están en servicio.

En resumen para los métodos de inspección precedentes, las examinaciones periódicas del equipo de operación son usualmente deseables antes de cada período de operación mayor, como un chequeo general en condiciones y como una parte de los medios de adquisición de información continua de las condiciones del equipo.

FRECUENCIA DE INSPECCION.

La frecuencia con la cual el equipo y las partes componentes de éstos, justifican varias inspecciones, es muy grande. Los factores principales que determinan los intervalos de inspección incluyen la corrosión de los materiales, la severidad de las condiciones de operación, las posibles consecuencias de fallas, y la edad del equipo. En algunos casos el equipo es construido o provisto con recubrimientos de materiales resistentes a la corrosión. Los intervalos de inspección pueden ser como resulta--do, más grandes, pero la inspección puede ser necesaria para checar la efectividad de la protección de corrosión en continua ejecución.

Cuando el sistema de inspección periódica delineado en la sección -- inspección periódica es empleado, es posible establecer los intervalos -- máximos a los cuales se puede hacer la inspección completa del equipo. Es también necesario establecer para una unidad dada los intervalos a los

cuales sus partes constituyentes deben ser examinadas,

No obstante, como una generalización, esto es posible para dividir - cada unidad en sus elementos de proceso y para detallar la inspección como en recipientes principales, tuberías, bombas, etc., y porciones tales como de alimentación de enfriadores, líneas de gas combustible, ciertos recipientes en servicios no corrosivos y los que requieren menor frecuencia de inspección y para expresar el grado aproximado de frecuencia con la cual los diferentes elementos deben ser inspeccionados. Cuando se emplea el método de inspección continua carrera a carrera, los mismos intervalos aplicarán para partes constituyentes. Esto es, para un tipo dado de unidad, puede ser establecido que todas las especificaciones de las partes - importantes de estos deberán inspeccionarse a ciertos intervalos, hecho - esto a un período de inspección o a varios paros de operación.

TABLA 1

INTERVALOS MAXIMOS DE INSPECCION RECOMENDADOS

Equipo	Intervalos Máximos - entre Inspecciones
Tanque atmosférico	1 mes ¹
Tanque a presión	1 mes ²
Calderas	Ver nota 3
Diques	6 meses
Sistema de drenaje de planta	Ver nota 4
Separador de crudo	3 meses
Sistema colector de gas	6 meses - 1 año
Casa de bombas	6 meses
Racks	6 meses

Nota 1. Inspección visual desde el exterior, incluyendo mantenimiento de partes externas tales como venteos y arrestadores de flama.

Nota 2. Inspección visual desde el exterior, incluyendo mantenimiento de mecanismos de medición y otros accesorios externos. Si el tanque es usado en conexión con una posible operación corrosiva, es necesaria una inspección completa, al mismo intervalo que el equipo de proceso, y no arriba de un año.

Nota 3. Los intervalos de inspección usualmente dependen de las reglamentos estatales y de seguridad.

Nota 4. Una inspección más o menos continua con chequeos mensuales de sellos, colectores de sedimentos y otras partes que afectan la capacidad y funcionamiento del sistema.

TECNICAS DE INSPECCION DE EQUIPO.

La examinación completa del equipo para determinar la conveniencia de la operación continua involucra numerosas técnicas. Estas comprenden principalmente varias áreas de los procedimientos de inspección aunque incluyen además pruebas hidrostáticas e investigaciones de laboratorio. Lo siguiente perfila los hechos más importantes de las técnicas de inspección y la conveniencia de estas. Los procedimientos delineados pueden emplearse solos o conjuntamente, como lo requieran las circunstancias.

SERVICIOS DE LABORATORIO. Es altamente deseable que las actividades en esta área de la inspección en una industria del petróleo puedan ser complementadas por investigaciones de laboratorio metalúrgicas y químicas. Las pruebas de laboratorio son a veces indispensables para la identificación y combate de un nuevo tipo de corrosión o condición de erosión y para la determinación de un tipo de refacción necesaria. Todos los departamentos de inspección hacen la justificación más completa con el uso de servicios de laboratorio cuando existen interrogantes como el carácter de alguna condición de corrosión u otro problema de inspección.

PRECAUCIONES. En la ejecución de los trabajos de inspección ciertas precauciones son necesarias para el ejercicio de la protección de inspectores y trabajadores, el evitar daños al equipo siendo examinados y dando mantenimiento de seguridad general en el área de inspección.

Esto incluye aunque no estén limitados los siguientes puntos:

- * El sostenimiento de los trabajos de inspección no es una excusa para descuidar las reglas ordinarias de seguridad tal como las que conciernen al uso de fuego en áreas peligrosas, el manejo de objetos pesados sobre o cerca del equipo de operación o el desmantelamiento parcial del equipo bajo operación para propósitos de inspección.
- * Todas las precauciones de seguridad deben ser observadas como el cerrado de fuentes externas, del equipo bajo inspección, antes de la entrada de los trabajadores. En caso contrario la seguridad de los trabajadores

dentro de los recipientes o áreas similares será confiada al cierre de las válvulas u otras precauciones. La aprobación del departamento de operación familiarizado con el listado de tubería y otros equipo se requiere antes de los trabajos de desmantelamiento para los propósitos de inspección.

- El medio usado para pruebas de presión hidrostática puede ser agua o aceite el último teniendo un punto de flasheo arriba de 150°.
- Excepto bajo las condiciones autorizadas por el código API - ASME, o autorizaciones similares, aire, o algún otro gas, nunca deben ser usados para pruebas de esfuerzo de recipientes u otro equipo arriba de 25 psig. Las fallas de una pieza de equipo bajo presión de un gas libera grandes cantidades de energía con altos efectos destructivos en los alrededores, mientras que con los líquidos este efecto es despreciable. Los recipientes son examinados hidrostáticamente siendo cuidadosamente liberados de aire y hasta que el recipiente está completamente lleno de líquido.
- El aire nunca debe ser usado para pruebas de presión de equipo donde - la posibilidad de combustión de sulfuro de hidrógeno, u otros químicos existe. En caso contrario deberá ser usado nitrógeno como medio de prueba.
- En la prueba hidrostática de un recipiente no diseñado para vacío, se debe tener más cuidado para ventear el domo del recipiente cuando el líquido es removido.
- En las inspecciones durante los meses de invierno en climas fríos debe tenerse cuidado en el uso de vapor o agua empleada para purgas o pruebas, para evitar congelamientos en líneas y otras locaciones. El agua congelada en las líneas de proceso puede en ocasiones causar la ruptura de líneas.
- En las pruebas hidrostáticas no es deseable forzar las paredes de los recipientes, tuberías, bombas y partes del compresor y elementos similares de equipo arriba de 20,000 psi.

INSPECCION VISUAL. Este método de inspección es usado para determinar la condición aparente de las superficies del equipo, incluyendo soldaduras y puntos de remache, con respecto a los efectos.

La inspección visual requiere un detallado escrutinio personal del equipo por los inspectores a cargo. La inspección visual es uno de los principales medios de determinación cuando se requiere la sustitución de artículos tales como tubos de hornos, fraccionadores internos, partes de cambiadores de calor, partes de bombas y de compresores. En algunos ca-

son es necesario el uso de lentes para aquellas partes que no son directamente accesibles.

INSPECCION DE PARTICULA MAGNETICA. Uno de los objetivos principales de la inspección visual es la detección de cracks diminutos o defectos -- que pueden ser o llegar a ser una debilidad en una pieza dada de algún -- equipo.

Este método es conocido como el método MAGNAFLUX y consiste en la im- posición de una corriente pesada directa entre dos puntos en una superfi- cie metálica creando un campo magnético en el metal, y cuando una partícu- la de polvo especial de acero es soplada (golpeada) en éste, los cracks - que pueden existir son mostrados por un montón de polvo magnético levanta- do en el punto de discontinuidad. La inspección magnaflux es una valiosa herramienta para la localización de cracks de tales pequeñas magnitudes - que no pueden ser detectadas ni visualmente. Es efectivo para detectar - cracks por fatiga en partes de la maquinaria, cracks operando en soldadur- as y cracks de esfuerzos por corrosión. La examinación magnaflux es con- veniente sólo para materiales magnéticos, y no puede ser usado en aleacio- nes austeníticas o en materiales no ferrosos.

INSPECCION PENETRANTE FLUORESCENTE. En materiales no magnéticos donde la prueba de partícula magnética es inaplicable, otro método está disponi- ble para la determinación de defectos de superficie. Este método es como cido también como método ZYGLO, y requiere que la superficie sea totalmen- te limpia de arena o cepillada para ventear con un chorro de gas a alta -- presión como preparación para la inspección. Un aceite especial contienien- do material fluorescente en solución es aplicado a la superficie a ser exa- minada. Después de permanecer un breve período la superficie es de nuevo golpeada con agua o vapor y examinada bajo luz ultra - violeta. Donde -- existen algunas grietas, huecos o cracks en la superficie la penetración fluorescente es atrapada así que ésta no es removida por el vapor y apare- cen como líneas brillantes o manchas cuando son examinados bajo luz ultra violeta.

PRUEBA DEL MARTILLO. Esta prueba es una parte valiosa de los procedi- mientos de inspección y tiene diversas funciones. Su principal uso in- cluye localización de adelgazamiento o secciones defectuosas de las pare- des de recipientes o tuberías por medio de sonidos, el chequeo de tuberías tubos, calentadores, recipientes y otras partes por la habilidad de resis- tir los golpes del martillo, como una precaución contra secciones defec- tuosas no detectadas por otros métodos de inspección y la localización de la falla de juntas, rivetes y similares. Las pruebas del martillo han si- do empleadas por muchos años como parte de la inspección de rutina de cal- deras. Se necesita una habilidad considerable en su uso, y en las pruebas

de equipo, el inspector se guía por el sonido y rebote de los golpes y la aparición de afecciones al metal, y causará la inspección adicional tal como mediciones que deben hacer de donde las pruebas del martillo indicaron el espesor o condición cuestionable de metal.

El peso del martillo de prueba varía de 1 1/2 a 2 1/4 libras por línea de prueba y para materiales arriba de 3/4 de pulgada de espesor del metal. Martillos más pesados deberán usarse para materiales gruesos.

El método del martillo no debe aplicarse a aleaciones, como una regla para otros materiales de naturaleza frágil, tampoco en tuberías delgadas, recipientes u otros que normalmente serían dañados por los golpes.

DETERMINACIÓN DEL ESPESOR.

- Mediciones directas.

El método más positivo para la determinación de espesores de partes de equipo es por medio de mediciones directas con calibradores o algún equipo similar.

Como una regla general es deseable evitar cortes internos u otras otras operaciones destructivas en el equipo con el propósito de tomar mediciones. Los así llamados métodos destructivos para la toma de mediciones continuas, son los más exactos y ampliamente usados, aunque como todos los métodos tiene sus limitaciones.

(a) Perforación y sellado.

Este método ha sido y puede ser no obstante, el más ampliamente practicado de todos los métodos de inspección de medición. Este comprende la perforación y el sellado de agujeros a través de la pared de un recipiente, tubo o cualquier parte de un equipo necesario para ser medido, y la inserción de un calibrador para la determinación del espesor de pared, lo siguiente es que el agujero es tapado. Es deseable que los agujeros de inspección sean llevados al mínimo tamaño posible. Como una regla general, los agujeros deben ser perforados con un perforador de 7/16 de pulgada excepto en tanques y líneas que tengan una pared de metal de espesor de 3/4 de pulgada o menor en tales casos debe utilizarse un perforador de 5/16 de pulgada. Los agujeros deben perforarse perpendicular a la superficie. El sellado debe ser soldado en el exterior, usando una varilla de soldadura del mismo material que la línea.

Las prácticas de perforación y sellado para mediciones han sido empleadas por muchos años con excelentes resultados. Debe reconocerse, sin embargo, que la selección de la localización de perforación es muy impor--

tante, y es una limitante práctica en el número de equipos de medición -- que pueden ser perforados en una pieza de equipo para una inspección particular en un período. Las localizaciones deben ser seleccionadas para reflejar la condición de la pieza de equipo tan correctamente como sea posible, incluyendo las áreas sujetas al deterioro.

(b) Trepanamiento o centro de perforación.

Este método de inspección consiste en la perforación dentro del metal con una herramienta especial para obtener un centro desde el agujero perforado. El centro permite la examinación de la condición del metal -- respecto a defectos, y el agujero permite la medición directa. Este es -- un método raramente usado. El agujero resultado de la trepanación es -- substancialmente más grande que los agujeros ordinarios de una perforación usados para la medición de espesores. La trepanación puede ser usada para remover una sección de materia resistente a la corrosión para exponer la base del metal, en ese caso el forro removido debe ser cuidadosamente remplazado por una soldadura.

(c) Prueba de tapas amovibles.

El uso de la prueba de tapas amovibles es algunas veces un hecho económico justificable en líneas y recipientes donde la perforación y sellado como se describió anteriormente no es factible y en algunas otras circunstancias. La principal desventaja de esta prueba es la limitación en área.

(d) Desmantelamiento para mediciones directas.

Un gran número de partes de las instalaciones petroleras pueden ser desmanteladas de alguna manera que permitan checar el espesor muy ampliamente. El grado para el cual es empleado para mediciones directas en preferencia de la perforación y sellado depende de la cantidad de desmantelamiento hecho en trabajo normal de mantenimiento y la accesibilidad del equipo en el curso de esto, el costo de desmantelamiento para la inspección, la relativa exactitud de las medidas, los materiales concernientes, y otros factores que pueden ser juzgados inicialmente en cada caso.

DETERMINACIÓN DEL ESPESOR.

- Mediciones indirectas.

Hay diferentes métodos para la determinación del espesor de tuberías recipientes y otras partes las cuales, aunque están basadas en ciertas suposiciones y no comprenden mediciones directas, no obstante, son amplia--

mente satisfactorias y cuando son usadas por propia discreción usualmente proveen mediciones significativas.

Estos son delineados a continuación:

(a) Mediciones de diámetro interno y externo.

Una de las mediciones indirectas más usadas para el espesor de pared es que del diámetro interno y el diámetro externo, la diferencia entre la cual es dividida por dos, representa el espesor nominal de pared para cilindros o tubos concéntricos.

Existen diversos tipos de calibradores mecánicos y eléctricos para la medición de diámetros.

Otra aplicación de la medición del diámetro interno es para detectar deformaciones o protuberancias en recipientes.

Una de las principales fuentes de error en este método indirecto, el método de calibración interno - externo es la exactitud de la superficie interna con respecto a la superficie externa. Este puede establecerse positivamente sólo para mediciones reales de espesor de pared. Es una buena regla general en las mediciones del espesor de pared del diámetro interno tomar lecturas en más de un diámetro. Deben tomarse también consideraciones al diámetro externo real como distinguirlo del diámetro nominal externo el cual es afectado al calcular el espesor directamente.

(b) Puntos no corrosivos o puntos de referencia protegidos.

Este método comprende las soldaduras a las superficies internas de los recipientes de botones no corrosibles, tales como acero inoxidable, en las cuales las mediciones pueden hacerse con un margen recto a la pared adyacente. Como una alternativa, las áreas relativamente pequeñas (hasta una pulgada) pueden ser protegidas de la corrosión por cubiertas de capas de soldadura de aleación y removiendo las capas a intervalos para una medición entre las áreas adyacentes protegidas con un filo recto.

La medición del espesor de pared de este tipo, es usual en las locaciones donde el perforado y sellado no es factible, son igualmente incómodos y tienen otras desventajas tales como el posible daño a los botones resistentes a la corrosión en las operaciones de limpieza. Estos son principalmente recomendados para situaciones donde otros métodos son impracticables.

(c) Métodos del alambre paralelo.

Este es un método relativamente incómodo justificable solo cuando no

es factible la perforación a través de la pared, para mediciones como en recipientes gruesos por ejemplo. Este comprende el uso de dos alambres paralelos, uno en el interior y el otro en el exterior del recipiente, donde son tomadas las mediciones de cada uno de ellos a la pared del recipiente en su propio costado, y por tanto el espesor de pared puede ser determinado. Esto requiere que el recipiente tenga accesos hombre en ambos lados u otros medios para poner los alambres paralelos. Este método es comunmente usado en recipientes verticales, sin embargo puede ser aplicado también a recipientes horizontales de corta longitud.

MÉTODOS DE MEDICION NO DISTRUCTIVOS. En la determinación de espesores éstos métodos emplean algunos complicados y delicados instrumentos electrónicos en los cuales la posibilidad de error de desajuste - siempre existe.

Mientras la experiencia indica que ninguno de estos instrumentos es todavía digno de confianza, son de utilidad en inspecciones completas de equipo de modo que los instrumentos de medición de espesor son reconocidos como partes indispensables del equipo de inspección.

(a) Examinación con rayos X y rayos Gama.

Este método comprende el paso de los rayos X o rayos Gama a través del metal sobre una película de exposición fotográfica en la cual aparecen las irregularidades tales como vacíos, cracks y otras imperfecciones en las soldaduras y el metal. El método de rayos X emplea un tubo como la fuente de rayos, mientras que una pequeña cápsula de radio es usada para producir los rayos Gama.

La examinación de soldaduras es un procedimiento ampliamente usado en la manufactura de recipientes a presión. La examinación con rayos Gama tiene uso limitado.

(b) El penetrón.

Este instrumento comprende una fuente de radiación de rayos Gama y un tipo mejorado de contador geiger para medir la intensidad de los rayos después de pasar a través del metal a ser explorado, la intensidad es indicativa del espesor promedio del metal. Los elementos principales de éste instrumento son una cabeza conteniendo la cápsula de radio y un contador conectada por un cable eléctrico a la caja medidora donde las lecturas son tomadas.

El principio general del penetrón involucra la medición de la radiación de rayos Gama sobre una área de aproximadamente 2 pulgadas cuadradas del objeto a ser examinado. Sus lecturas indican el espesor promedio.

El penetrón no detecta fracturas de líneas, cracks o pequeños defectos en el metal bajo inspección pero indica el espesor promedio del área examinada.

Este método es de gran uso en el chequeo de espesores de metal en un gran número de puntos tales como en recipientes susceptibles a la corrosión, secciones intermedias de tubos de horno aleaciones y otras tuberías las cuales no pueden ser perforadas para ser medidas y para otros propósitos.

(c) El indicador auditivo.

Este instrumento mide el espesor de pared por un sonido, método por el cual una onda de alta frecuencia es transmitida en el metal desde una superficie, y las características de la reflexión de onda desde la superficie opuesta son medidas por un instrumento electrónico. El instrumento no es aplicable a superficies con irregularidades ni a tuberías con diámetro menores a 2 pulgadas.

La capacidad del rango de medición de espesores es desde aproximadamente 0.125 pulgada hasta 12.6 pulgadas de acero.

(d) El probolog

Este instrumento es para la detección y medición de irregularidades en tuberías no magnéticas de cambiadores de calor y equipo similar. Este comprende una pequeña cabeza de exploración capaz de establecer y medir un campo magnético, la cual es ensartada en el tubo a examinar y entonces es movido ahí en sincronismo con una carta pequeña de registro en la cual los impulsos eléctricos desde la cabeza son registrados. Las irregularidades en el tubo, internas y externas, son mostradas en la carta, e indican la localización de estas en el tubo donde existen. Es posible con el instrumento obtener medidas de la condición de los tubos y sus respectivos estados de corrosión.

PRUEBAS DE PRESION. Normalmente éstas son llevadas a cabo por uno de los dos propósitos primarios, llamados (a) pruebas de resistencia de equipo cuando es nuevo o en una inspección periódica para confirmar su adaptación bajo las condiciones de operación a los cuales será empleado y (b) para averiguar la tensión del equipo previa a la operación, y localizar grietas. Usualmente las pruebas de resistencia sólo son hechas con líquidos mientras las pruebas para la tensión son hechas con vapor o aire.

Las pruebas de presión hidrostática son aplicadas con agua, aceite o en algunos casos otro líquido conveniente como medio de prueba. Cuando aceite u otro material fluyente es usado, es preferible que tenga un punto máximo inicial de ebullición de 350° F, y un punto de flasheo arriba de 150° F. Cuando es usada agua como medio de prueba para equipo comple-

jo en el cual el drenado completo no ocurre fácilmente, deben tomarse precauciones para remover toda el agua como sea posible. Los recipientes deben ser llenados con el medio líquido de prueba cerca de 100°F, y la presión de prueba no deberá ser aplicada si la temperatura del medio o del tanque está substancialmente arriba de este valor o abajo de 60°F.

Los recipientes que no sean capaces de soportar el peso del líquido pueden ser sujetos a pruebas neumáticas de acuerdo con el código ASME. En ningún caso tales pruebas neumáticas deben exceder el 115% de la presión permitida calculada, no más de 50 psig.

3.7.2 INSPECCION DE INSTALACIONES

Considerables esfuerzos han sido requeridos para la inspección y mantenimiento de las instalaciones marinas. La experiencia ganada y las lecciones aprendidas a la fecha fueron revisadas desde ambos puntos de vista, el técnico y el financiero.

Los programas de inspección son presentados y la aplicación de las técnicas de inspección y equipo son descritas. También se darán los detalles de los requerimientos de inspección para plataformas de acero y concreto.

LA NECESIDAD DE INSPECCION.

Un supervisor debe proteger a su personal, su capital y mantener la continuidad de producción. Una parte esencial de estos requerimientos es asegurar que la estructura de la instalación esté en buenas condiciones y dispuesta a continuar en operación. Para obtener esta seguridad es necesario realizar inspecciones periódicas para confirmar que el deterioro está dentro de los límites aceptables.

Los requerimientos están respaldados por la legislación la cual establece un número de requerimientos mínimos con el objetivo de suministrar la seguridad, salud y bienestar del personal abordo de la instalación.

El punto que algunas veces es mal comprendido o descuidado es la responsabilidad por la seguridad que descansa sobre el operador. Los estándares para todas las operaciones deben por lo tanto ser ajustadas por el operador.

El papel de las autoridades de certificación es revisar y monitorear las actividades del operador para asegurarse que los estándares son satisfechos.

Por lo que concierne a los requerimientos de la legislación sobre la inspección un número de rutinas de inspección deben llevarse a cabo durante un periodo de 5 años para un certificado de propiedad. Hay dos tipos de ins

pecciones llamadas anual y mayor. Como lo implica el nombre la inspección - anual debe llevarse a cabo cada año y consiste de un examen visual de la estructura no sumergida y una revisión de toda la información relevante por un ingeniero competente. En la segunda inspección anual de cada certificado la inspección debe cubrir las áreas sumergidas.

La inspección mayor debe hacerse durante el periodo de certificación y puede extenderse en un periodo de por ejemplo 20% al año. Esta inspección - involucra un examen a mayor detalle de la estructura e involucra pruebas no destructivas (NDT) de áreas críticas.

La responsabilidad del supervisor es preparar los programas de inspección y or ganizar su ejecución.

FILOSOFIA DE INSPECCION.

Para preparar un programa de inspecciones necesario tener una filosofía coherente en la que se base el plan. Esto no es tan simple como se ve. Por ejemplo se puede demostrar que las instalaciones están diseñadas y construídas por códigos conservativos de prácticas y que proveen recursos continuos para confirmar la adecuación de los códigos, pero ésta no es razón para ser susceptible a fallas y por tanto no necesitar inspección. La extrapolación - de los parámetros de diseño a los nuevos ambientes son menos conservativos - que los generalmente dados.

Hasta la experiencia confirma que las prácticas de diseño y construcción son buenas; la rutina de inspección será necesaria para verificar dichos diseños. La interrogante difícil de responder no obstante es cuántas inspecciones son requeridas para asegurar que riesgos involucrados son aceptables.

La dificultad aumenta del hecho que no se proveen bases técnicas y científicas en las cuales se determine un nivel apropiado de inspección.

En el establecimiento de una filosofía para cada área de interés debe - ser considerada su probabilidad de llegar a ser crítico, con respecto al -- tiempo.

Las áreas de interés son consideradas abajo:

CAUCE

Con bajas velocidades de la corriente de cauce serán generadas tormentas que no son excepcionalmente severas, acercándose a los límites diseñados para algún caudal alrededor de la estructura que permanece estable.

MAREA CRECIENTE.

En ambientes de agua fría el crecimiento de la marea no es rápida. Una vez que el curso de crecimiento es establecido puede confiabilmente predecirse para los próximos años (unos cuantos).

DESECHOS

Las pérdidas accidentales de materiales al mar es relativamente ligera pero uniforme durante toda la vida de la instalación. La acción de objetos suficientemente grandes para dañar la estructura es afortunadamente rara y es muy difícil que la acción de tales objetos pase inadvertida.

IMPACTO DE LOS DAÑOS

También el impacto de los daños por la acción de objetos puede ser causada por la colisión de un navío. Además de que esto ocurre raramente y es obviamente conocido en el momento del incidente.

CORROSION

Después que ésta ha sido establecida y los sistemas de protección catódica funcionan correctamente es difícil que cambien significativamente las condiciones de la instalación en un período de tiempo corto.

CRACKS POR FATIGA

Esta es un área particularmente difícil de predecir. Sin embargo la -- probabilidad de un daño por fatiga en la vida de servicio de la estructura -- es baja, además de que la probabilidad de un crack detectable se desarrolle, se incrementa con el tiempo.

JUNTAS

Estas se presentarán por sobrecargas a la estructura, en alguna forma o por fatiga. La sobrecarga puede aparecer por los detalles listados arriba -- o puede ser el resultado de un error en el diseño de fabricación. La probabilidad de tal error es baja pero si ésta ocurriera entonces probablemente se manifestaría en una desoldadura durante una, la primera carga de invierno o -- durante una tormenta o tempestad excepcionalmente severa.

En la lista anterior se nota que la mayoría de los aspectos representan rasgos fácilmente observables, la excepción sería el crack por fatiga los -- cuales son difíciles de detectar con ayuda visual. Estaría bien hacer notar

que muchos aspectos son difíciles de cambiar rápidamente con el tiempo.

Habiendo listado los principales aspectos a inspeccionar la próxima interrogante a resolver es dónde y cuándo inspeccionar. Sin embargo no es una simple base técnica la respuesta a esta interrogante.

Los intervalos de inspección son entonces reducidos a 2 ó 3 años para todos los aspectos excepto la inspección de cracks por fatiga que tiene que determinarse para cada estructura individual. La determinación está basada principalmente en la predicción de vida de fatiga de las soldaduras y la redundancia de la estructura. Inspecciones adicionales pueden hacerse después de una tormenta o después de un incidente tal como el impacto de un navío o alguna otra situación que cree desconfianza o inseguridad de la integridad de la estructura.

La discusión anterior aplica en principio a las estructuras de acero pero requerimientos similares aplican a las instalaciones de concreto. En este caso los problemas son reducidos ya que la fatiga es insignificante, el crecimiento de la marea tiene efectos pequeños y la corrosión es difícil que ocurra. La inspección de una plataforma de concreto está por lo tanto limitada a chequeos por cauces, daños por impactos, desechos y deterioro general.

Las anteriores filosofías son ampliadas en la siguiente sección procediendo con programas de inspección.

TECNICAS DE INSPECCION

Ahora se considerarán las técnicas comúnmente disponibles para llevar a cabo la inspección.

VISUAL. La vista y la inteligencia humana son la herramienta más usada y versátil disponible para la inspección estructural y forma una parte esencial de los programas. Las consideraciones de costos de seguridad pretenden que se hagan muchos esfuerzos para reducir o eliminar la necesidad del ojo humano bajo el agua.

Aparte de la seguridad y la limitación de costos del hombre bajo el agua, la inspección visual tiene limitaciones particularmente en la búsqueda de cracks por fatiga donde algunas formas de acrecentamiento están requiriendo la ayuda de la vista.

La examinación visual misma no produce una copia del resultado físico pero con la ayuda de testimonios fotográficos del lugar de observación, pueden obtenerse resultados con excelentes comentarios.

La inspección visual arriba del agua es importante pero bajo el agua -- los costos y los riesgos en la seguridad se incrementan drásticamente. Para la inspección bajo la superficie del agua un buzo puede ser empleado o las - observaciones pueden ser hechas de una manera sumergible.

Para una inspección global de la estructura el modo sumergible es particularmente efectivo. Esta eficiencia está marcada en la inspección de la estructura de concreto donde está es irreal para cubrir grandes áreas buceando y donde no hay manera de operar vehículos (ROV). Las ventajas del medio sumergible es que puede cubrir rápidamente grandes áreas y el observador está relativamente en un ambiente confortable y seguro.

Un buzo es necesario cuando la inspección necesita ser detallada como - en las juntas de soldadura.

VIDEO. Antes de 1980 las inspecciones se llevaron a cabo usando imágenes de video blanco y negro de cinta de 1/2". Con la introducción en 1980 del video a color sumergible combinado con el video cassette de 3/4" se tiene un tremendo incremento en su uso, calidad y confiabilidad.

La cámara de video puede ser desplegada por un buzo, un ROV o un modo sumergible y da un buen registro permanente de las inspecciones visuales en - general; particularmente donde son involucradas grandes áreas. El movimiento de la cámara puede dar la visión de una impresión mayor del espacio comparado con un registro fotográfico físico.

La fotografía de video está limitada por carecer de resolución y no puede registrar detalles finos tales como grietas de línea. En muchas inspecciones el registro de video está respaldado por una fotografía fija de detalles de particular interés.

La cámara de video desplegada en un pequeño ROV es usada también para observaciones submarinas. Esta ha incrementado la seguridad submarina, ayuda al buzo a comunicarse con la superficie y prevee que la verificación que está si guiendo el buzo es el proceso correcto de inspección.

FOTOGRAFIA INMOVIL. De forma similar para la fotografía inmóvil han hecho avances con cierta calidad y confiabilidad.

Un desarrollo significativo en el equipo de cámara fija ha sido el sistema estéreo fotogramétrico el cual no sólo provee la facilidad de interpretación de una estereó imagen sino también se obtiene información dimensional segura y exacta.

MEDICION DEL ESPESOR DE PARED. El registrador digital ultrasónico - ha sido usado para registrar la medida de espesores de pared pero su uso se ha ido deteriorando por la falta de repetibilidad año con año.

MEDICION DEL POTENCIAL CATODICO. De igual modo como los medidores de espesor de pared, son simples, fáciles de usar, están disponibles para medir los potenciales de protección pero sufren también el problema de repetibilidad. La inconsistencia aparece al incrementar la necesidad de hacer contacto eléctrico con una superficie limpia. El desarrollo de nuevos instrumentos que no requieran contacto con la superficie submarina pueden ser más confiables.

NDT DE UNIONES. Como se describió anteriormente el objetivo de la inspección de uniones es para detectar cracks por fatiga. El primer objetivo por lo tanto es detectar la superficie agrietada y entonces determinar su profundidad.

Las técnicas disponibles comunmente son la visual; la protección de partículas magnéticas (MPI) y las ultrasónicas.

Las ultrasónicas han sido las más inciertas en el medio aéreo y el submarino. Esto es debido al alto nivel de destreza del operador y la protección necesaria que hace a la técnica más sensitiva para la operación. Es también confiable para detectar defectos dentro de la grieta, digamos 5mm. abajo de la superficie. Sin embargo su uso está limitado al tamaño del defecto que ha sido establecido por otros medios tales como el MPI.

Se ha adoptado al MPI como la técnica para la rutina de inspección en ambas áreas aéreas y submarinas. En la aérea se ha establecido ser rápida, efectiva y real.

En la situación submarina sin embargo la tarea es mucho más difícil de controlar y monitorear garantizando resultados consistentes. Debe recordarse que la gran mayoría (digamos 99%) de las soldaduras no tienen defectos. Por ésto es que el procedimiento adoptado puede confirmar que los resultados de 'no defecto' son resultados reales, de otra manera la validéz de la inspección puede ser desconfiada.

El procedimiento estándar adoptado por el MPI bajo el agua es:

a) Magnetización por conductor de circuito cerrado.

Este método es preferido por los buzos, como requiere un sólo buzo en operación y el único loop está en el sitio y el buzo tiene ambas manos libres - para la aplicación de tinta fluorescente y la manipulación de las lámparas - de inspección. El supervisor puede monitorear la posición y la corriente del flujo en el loop, y hasta puede deducir el flux en la soldadura. Otros métodos de magnetización confiables en contacto con la superficie de un imán o rebaba podrán requerir dos buzos para la inspección.

b) El flux es confirmado por bandas Burman-Castrol.

Una fotografía de ésta banda indicadora da evidencia confirmatoria de - que el flux ha sido correctamente aplicado. Debe ser más satisfactorio el - uso de un contador para medir el flux pero ahora no hay instrumento disponible para uso submarino.

c) Los buzos deben estar capacitados.

d) Las NDT son continuamente controladas en la superficie por un supervisor calificado en NDT en adición a el supervisor de buceo.

e) Deben tomarse fotografías de algún defecto encontrado.

Estas investigaciones indican que el MPI pueden ser digno de confianza detectando cracks por fatiga sobre 100mm. de largo pero la detección de sucesos menores a 20 - 30 mm. es baja. Futuras investigaciones son requeridas para determinar la confiabilidad del MPI bajo el mar particularmente en el - crack largo en un rango de 10 a 50 mm.

La inspección visual bajo el mar del mismo espacio de crack da un resultado extremadamente pobre e inconsistente. Se encontró que cracks de 500 mm. de largo pueden perderse por los buzos entrenados para la inspección. La in consistencia aparece debido al hecho de que la detección visual es dependiente de lo ancho del crack el cual no es necesariamente proporcional al largo del crack.

Sin embargo la mayor parte del tiempo requerido para inspeccionar una - soldadura es la limpieza preparatoria, el relativamente pequeño incremento - (10%) en el tiempo a incluir en un MPI está fácilmente justificado en vista de la gran mejoría en la capacidad de detección.

PROGRAMA DE INSPECCION

Aparte de los problemas de predicción dónde y cuándo localizar los cracks por fatiga en las estructuras de acero, la generación de los programas de trabajo es relativamente confiable para ambas inspecciones arriba y bajo el agua. Como se estableció anteriormente hasta un método más científico es desarrollado para determinar los programas para la inspección de soldaduras, - los métodos comunes deben confiar en el criterio de un ingeniero competente con la ayuda de la información de diseño. El volumen a inspeccionar de soldaduras varía de estructura a estructura dependiendo de su sensibilidad a la fatiga y fallas en soldaduras.

Las estructuras de concreto tienen la ventaja que la fatiga no es un problema y sus programas de inspección son significativamente menores.

Debe comprenderse que los programas de inspección deben de alguna manera ser flexibles y ser revisados cuando son obtenidos los resultados particularmente si son encontrados defectos o sospechas por alguna razón.

TIEMPO Y COSTO

Cuándo se cotiza el tiempo y el costo? Realmente el costo real de inspección no es fácil de determinar por tal es difícil aislar la inspección de otras actividades relacionadas como la construcción y reparación.

En resumen los retardos o tiempo no trabajado puede ocurrir por un número de razones que pueden clasificarse como: asistencia 7%, maniobras 4%, avances 7%, destrucciones 1% del tiempo total.

CONCLUSION

La experiencia a la fecha muestra que la inspección estructural y la reparación, particularmente submarina, es una actividad mayor que requiere técnicas sustanciales y recursos financieros.

Los puntos principales surgidos de esta experiencia son:

- * Son requeridos esfuerzos considerables para establecer un método menos subjetivo de programas de inspección particularmente en relación a la inspección de soldaduras.
- * El equipo de inspección fotográfica y de video es generalmente satisfactorio pero el funcionamiento más preciso y confiable bajo el agua del equipo

NDT es urgentemente requerido.

- * La inspección de las estructuras de concreto ha confirmado la creencia de que éste material requiere poco mantenimiento.
- * El esfuerzo de inspección en estructuras de concreto vimos que es inversísimil incrementarlo pero es difícil predecir los niveles de inspecciones futuras para estructuras de acero. En este caso éstas son dos influencias conflictivas. Por una parte como la estructura envejece y los defectos permanecen libres el indicio de deterioro decrece y de aquí que los intervalos de inspección puedan ser incrementados. Por otra parte como la edad de la estructura aumenta el proceso de envejecimiento aumentará la probabilidad de cracks por fatiga a niveles de investigación detectables. Los niveles de inspección en las estructuras de acero tendrán que ser determinadas para cada estructura individual y éstas pueden variar considerablemente dependiendo de los antecedentes de inspección y la sensibilidad del diseño.
- * En los diseños de nuevas estructuras la mayor atención es dada a los problemas y costos de inspecciones futuras y mantenimiento. Por ejemplo, sucede que todas las juntas en el centro de la estructura y en la zona splash tienen larga vida para la fatiga minimizando o removiendo la necesidad de inspección en estas áreas peligrosas y de costosa inspección.
- * Las reparaciones son imposibles de predecir pero es cierto que son continuas en baja proporción.

Las reparaciones en estructuras de concreto no presentan mayores problemas.

CAPITULO 4

CRITERIOS DE PROCESO APLICABLES A INSTALACIONES MARINAS DE PRODUCCION

4.1 DEFINICIONES

Componente del proceso

Pieza funcional del equipo de producción y tubería asociada, usada en una estación del proceso tal como un separador, calentador, bomba o tanque.

Condición anormal de operación

Condición la cual ocurre en un componente del proceso cuando una variable de operación sale del rango de sus límites de operación normal.

Condición anormal detectable

Condición anormal de operación que puede ser automáticamente detectable.

Contenedor

Cualquier método utilizado en las plataformas marinas para coleccionar y dirigir los hidrocarburos líquidos escapados a un sitio seguro.

Depresión

Presión de algún componente del proceso menor que la presión de desplome de diseño.

Estación de proceso

Uno o más componentes de proceso desarrollando una función de proceso específica, tal como una separación, un calentamiento, bombeo, etc.

Evento indeseable

Ocurrencia adversa o situación en un componente de proceso o estación de proceso que pone en amenaza la seguridad, tal como sobrepresión depresión, sobreflujo líquido, etc.

Exceso de temperatura

Temperatura en un componente del proceso en exceso en relación a la temperatura de trabajo.

Fallas

Funcionamiento impropio de un mecanismo o equipo que impide la termina

ción de su función para el cual fué diseñado.

Flujo bajo

Flujo en un componente de proceso menor que el flujo mínimo de operación.

Flujo incontrolable de gas

Descarga de gas de un componente de proceso a través de una salida de líquido.

Fuente directa de ignición

Punto de suficiente temperatura y capacidad calorífica para encender una mezcla combustible.

Fuga

Escape accidental de hidrocarburos líquidos y/o gaseosos a la atmósfera.

Límite explosivo bajo (L.E.L.)

La menor concentración por volumen de gas combustible en mezcla con aire que puede hacer ignición a condiciones ambientales.

Línea de flujo

Tubería que dirige la corriente de pozo desde el manantial al primer componente del proceso que le precede.

Circuito de contra incendio

Línea de control neumático conteniendo elementos sensibles de temperatura que, cuando son activados, inician el paro de la plataforma

Mal funcionamiento

Condición de un mecanismo o parte de un equipo que causa una operación impropia, pero que no se previene en el desarrollo de su función de diseño.

Mecanismo de seguridad

Instrumento o control usado en el sistema de seguridad.

Nivel de líquido alto

Nivel de líquido en un componente del proceso arriba del nivel más alto de operación.

Paro del proceso

Aislamiento de una estación del proceso mismo parando el flujo a dicha estación o desviando el flujo a otra estación del proceso.

Paro de plataformas

Paro en todas las estaciones del proceso de producción de la plataforma y todo el equipo de apoyo al proceso.

Presión alta

Presión de un componente del proceso en exceso de la presión máxima de operación pero menor que la presión de trabajo máxima permitida (para tuberías, la presión de operación máxima permitida).

Presión baja

Presión en un componente del proceso menor que la presión mínima de operación.

Presión de operación máxima permitida

Es la presión de operación más alta permitida en un punto de un sistema de tuberías durante el flujo normal o condición estática.

Presión de trabajo máxima permitida

Es la presión de operación más alta permitida en un punto o en algún componente que no sea tubería durante la operación normal o condición estática.

Retroceso de flujo

El flujo del fluido en algún componente del proceso opuesto a la dirección normal de flujo.

Segmento de línea de flujo

Cualquier porción de una línea de flujo que tiene una presión de operación diferente de otra porción de la misma línea.

Sensor

Mecanismo que detecta una condición de operación anormal y transmite una señal para el desarrollo de una función específica de paro.

Sistema de detección de gas

Sistema de control que monitorea la concentración de gases combustibles e inicia las alarmas y funciones de paro a concentraciones predeterminadas.

Sistema de paro de emergencia

Sistema de estaciones manuales el cual, cuando es activado inicia el paro de la plataforma.

Sistema de seguridad de plataformas

Arreglo de los mecanismos de seguridad y sistemas de apoyo de emergencia para efectuar el paro de la plataforma. El sistema puede consistir de paros individuales del proceso y pueden ser actuados ya sea por controles manuales o mecanismos automáticos sensitivos a las condiciones anormales detectables.

Sobreflujo líquido

Descarga de líquido de un componente de proceso a través de una salida de gas (vapor).

Sobrepresión

Presión en algún componente del proceso en exceso a la presión de trabajo máxima permitida (para tuberías, presión de operación máxima permitida).

Temperatura alta

Temperatura de un componente del proceso en exceso de la temperatura de diseño de operación.

Temperatura baja

Temperatura en un componente del proceso menor que la temperatura mínima de operación.

Tubería

Línea que dirige fluidos entre plataformas o entre una plataforma y un servicio en tierra.

Vacío

Presión en un componente del proceso menor que la presión atmosférica.

Válvula de paro (SDV)

Válvula normalmente cerrada operando automáticamente y que es usada - para aislar una estación de proceso.

4.2 CONCEPTOS DE PROTECCION Y ANALISIS DE SEGURIDAD

Muchos a la seguridad de los procesos de producción involucran el relevo de hidrocarburos. Por lo tanto, el análisis del sistema de seguridad de una plataforma de producción debe estar enfocado a prevenir tales relevos, deteniendo el flujo de hidrocarburos a un escape si éste ocurre, y minimizando los efectos de los hidrocarburos relevados.

EVENTOS INDESEABLES

Un evento indeseable es la ocurrencia adversa de un componente del proceso la cuál afecta o amenaza la seguridad. Los eventos indeseables discutidos en este capítulo son los que se desarrollarán en un componente del proceso bajo pésimas condiciones de entrada y salida. Un evento indeseable puede ser indicado por una o más variables de proceso fuera del rango de los límites de operación. Cada evento indeseable que puede afectar a un componente del proceso es discutido de acuerdo al siguiente formato: (1) causa y (2) efecto y condición anormal detectable.

Sobrepresión. La sobrepresión es la presión en un componente del proceso en exceso a la presión de trabajo máxima permitida.

(a) Causa. La sobrepresión puede ser causada por una fuente de entrada la cuál desarrollará presión en exceso de la presión de trabajo máxima permitida del componente del proceso si el flujo de entrada excede el flujo de salida. Si hay restricciones o bloqueos en las salidas de los componentes. La sobrepresión puede ser también causada por expansión térmica de los fluidos dentro de un componente si agregamos calor mientras las entradas o salidas están cerradas.

(b) Efecto y condición anormal detectable. El efecto de la sobrepresión puede ser una repentina ruptura y escape de hidrocarburos. La alta presión es la condición anormal detectable la cual indica que la sobrepresión puede ocurrir.

Fuga. Es el escape accidental de fluidos de un componente del proceso a la atmósfera.

(a) Causa. Una fuga puede ser causada por deterioro, corrosión, erosión, descuido mecánico, o exceso de temperatura; por ruptura debida a sobrepresión o por daño accidental de fuerzas externas.

(b) Efecto y condiciones anormales detectables. El efecto de una fuga es la liberación de hidrocarburos a la atmósfera. Una presión baja regresa el flujo y un nivel bajo es la condición anormal detectable.

ble que indica que ha ocurrido una fuga.

Derrame de líquido. Es la descarga de líquido de una unidad del proceso a través de una salida de gas o vapor.

(a) Causa. El derrame de líquido puede ser causado por la entrada de líquido en exceso de la capacidad de salida de líquido. Este puede ser el resultado de la falta de un mecanismo de control de velocidad de flujo en la corriente precedente, por fallas del sistema de control de nivel del líquido por el bloqueo de una salida de líquido.

(b) Efecto y condición anormal detectable. Los efectos del derrame de líquido pueden ser sobrepresión o líquido en exceso en una unidad de poca corriente o la liberación de hidrocarburos a la atmósfera. El nivel alto es la condición anormal detectable la cual indica que puede ocurrir un derrame.

Flujo incontrolable de gas. Es la descarga de gas de una unidad a través de una salida de líquido.

(a) Causa. El flujo incontrolable de gas puede ser causado por falta de un sistema de control de nivel de líquido o por el cierre inadvertido de una válvula de bypass entorno a una válvula de control de nivel.

(b) Efecto y condición anormal detectable. El efecto de un flujo incontrolable de gas puede ser la sobrepresión en una unidad precedente. El bajo nivel es la condición anormal detectable el cual indica que puede ocurrir un flujo incontrolable de gas.

Desplome de presión. Es la presión en una unidad del proceso menor que la presión de diseño de desplome.

(a) Causa. El desplome de presión puede ser causada por el retiro de fluido en exceso del flujo de entrada, el cual puede ser el resultado de la falta de una válvula de control en la entrada o salida, o por bloqueo de una línea de entrada durante el retiro o por una contracción térmica de los fluidos cuando las entradas y salidas están cerradas.

(b) Efecto y condición anormal detectable. El efecto del desplome de presión puede ser el derrumbe de la unidad y una fuga o la presión baja es la condición anormal detectable la cual indica que puede ocurrir un desplome de presión.

Exceso de temperatura (fuego y calentamiento exhausto de las unidades). La temperatura en exceso es la temperatura por encima de la cual está diseñada una unidad para operar. Este evento indeseable está caracterizado como exceso del medio o de la temperatura del fluido de proceso y exceso de temperatura de chimenea.

(a) Causa. El exceso del medio o temperatura del fluido de proceso puede ser causada por exceso de combustible o por la entrada de calor debida a la falta de bypass inadvertidos del combustible o al equipo de control de escape de gas.

(b) Efecto y detección de la condición anormal. Los efectos del alto medio o temperatura del fluido de proceso pueden ser una reducción de la presión de trabajo y el escape subsecuente o ruptura de la unidad afectada; y/o la sobrepresión de los tubos de circulación en un sistema de transferencia de calor cerrado si el medio es aislado en los tubos. El efecto de la alta temperatura en la chimenea puede ser una fuente directa de ignición para combustibles que lleguen a estar en contacto con la superficie de la chimenea. La alta temperatura, el bajo nivel son las condiciones anormales detectables las cuales indican que puede ocurrir en exceso de temperatura.

Fuente directa de ignición. Es una superficie expuesta, flama o chispa a alta temperatura y con capacidad de calor suficiente para combustibles inflamables.

(a) Causa. Las fuentes directas de ignición pueden ser causadas por emisión de flamas en el aire debida a el uso de combustibles impropios (ejemplo; acarrear líquido en un quemador), al tiro en dirección opuesta a la corriente natural del gas del quemador a la entrada de combustibles extraños al aire a la emisión de chispas del escape de la chimenea y a las superficies calientes resultantes del exceso de temperatura.

(b) Efecto y condición anormal detectable. El efecto de una fuente directa de ignición puede ser fuego o explosión si está en contacto con un material combustible. La alta temperatura y el bajo flujo de aire son las condiciones anormales detectables que indican que puede existir una fuente directa de ignición.

ACCIÓN PROTECTORA DE CIERRE.

Quando una condición anormal es detectada en una unidad del proceso por un mecanismo de seguridad o por el personal, todas las fuentes de entrada de fluidos al proceso, calor y combustible deberán ser desviadas a otras unidades donde puedan ser manejadas con seguridad. Si excluimos esta selección, las entradas al proceso deben ser cortadas de la fuente pri

maria de energía (pozo, bomba, compresor, etc.). No es conveniente parar la entrada a una unidad de proceso si esto puede crear una condición anormal en la unidad anterior de proceso. Lo anterior debe ser repetido para cada componente del proceso en retroceso hasta la fuente primaria. Cada componente sin embargo está sujeto a condiciones anormales y debe estar protegido por sus dispositivos de seguridad en todo momento. Esto es deseable para cerrar la entrada al componente de proceso y para protección adicional o para proveer en componentes anteriores la presión equilibrada o los niveles de líquido después que la fuente primaria ha sido cerrada. Si se desea la fuente primaria de energía puede pararse simultáneamente.

MEDIDAS DE PREVENCIÓN DE IGNICIÓN.

El diagrama de flujo mostrado en la figura 16 ilustra como la principal amenaza a la seguridad de una plataforma es el relevo de hidrocarburos. Sin embargo, si la ignición de hidrocarburos relevados puede ser prevenida, las consecuencias del relevo de hidrocarburos pueden ser reducidas. Por lo tanto, la prevención de la ignición es otro método de protección que debe ser considerado junto con los mecanismos de seguridad y sistemas de apoyo de emergencia.

Las medidas de prevención de ignición incluyen (1) ventilación, (2) aplicación de códigos eléctricos y prácticas recomendadas, (3) aislamiento de hidrocarburos, de fuentes de ignición y (4) aislamiento de superficies calientes.

Ventilación. La ignición de un gas combustible requiere que la concentración de gas sea mezclada con aire (oxígeno) alcanzando el límite explosivo más bajo (L.E.L.). El sistema de seguridad está diseñado para minimizar la cantidad de hidrocarburos relevados por intercepción de la fuente de hidrocarburos en la detección de una condición anormal. Otro método para prevenir una mezcla combustible es proveer un volumen de aire suficiente para mantener la concentración de hidrocarburos abajo del -- L.E.L. Para prevenir la acumulación de mezclas combustibles, las áreas de proceso deben estar abiertas para permitir el movimiento libre del aire. Las áreas cerradas que manejan hidrocarburos o equipo combustible deben tener una ventilación adecuada para que los gases y vapores sean disipados antes de alcanzar el L.E.L.

Códigos eléctricos y prácticas recomendadas. La protección contra ignición por fuentes eléctricas debe estar provista por equipo de mantenimiento eléctrico de acuerdo al código nacional eléctrico y otros estándares aplicables, y para clasificación de áreas de la plataforma de acuerdo al API.

El API RP 500B presenta métodos para la clasificación de áreas alrededor de los aparatos de perforación y los servicios de producción en tierra

y mar en plataformas fijas y móviles para una instalación segura del equipo eléctrico.

Aislar . Las fuentes de ignición potencial tal como componentes del -- proceso de calentamiento y cierta maquinaria de rotación están normalmente equipados para minimizar la posibilidad de ignición de hidrocarburos relevados.

Aislamiento. Cualquier superficie con una temperatura en exceso de -- 400° F debe estar protegida de derrames o escape de crudo y cualquier superficie con una temperatura en exceso de 900° F debe estar protegida de la acumulación de combustible gaseoso. Si la temperatura normal de operación -- excede los 160° F y la superficie caliente está localizada donde puede haber un contacto accidental por personal desprotegido, la protección a tal -- contacto será proporcionada por un aislamiento u otro medio.

El propósito de un sistema de seguridad en una plataforma de producción es proteger al personal, el ambiente y los servicios de las amenazas a la seguridad causadas por el proceso de producción. Esta protección con siste en identificar los eventos indeseables que podrían afectar la seguridad y definir las medidas de confianza que previenen tales eventos o mi nimizan los efectos si éstos ocurren. Las fuerzas que amenazan a la seguridad son identificadas a través de técnicas de análisis adaptadas al pro ceso de producción.

La figura 16 muestra el diagrama de flujo de seguridad describiendo la manera en la cual los eventos indeseables pueden resultar en lesiones al personal, contaminación, o daños a los servicios. Como se muestra en el diagrama el relevo de hidrocarburos que está virtualmente en todas -- las amenazas a la seguridad. Por lo tanto el mayor objetivo del sistema de seguridad debe ser prevenir el relevo de hidrocarburos del proceso -- para minimizar los efectos adversos de tales relevos si éstos ocurren.

Refiriéndose a la figura 16 los objetivos globales pueden ser enumerados como sigue:

- (1) Prevenir eventos indeseables que puedan llevar a relevar hidrocarburos
- (2) Parar el proceso o parte afectada para parar el flujo de hidrocarburos que escapa o el sobreflujo si esto ocurre
- (3) Acumular y recuperar hidrocarburos líquidos y gases dispersos que esca pan del proceso
- (4) Prevenir la ignición de hidrocarburos relevados
- (5) Paro del proceso en caso de incendio
- (6) Prevención de eventos indeseables que pueden causar el relevo de hidrore

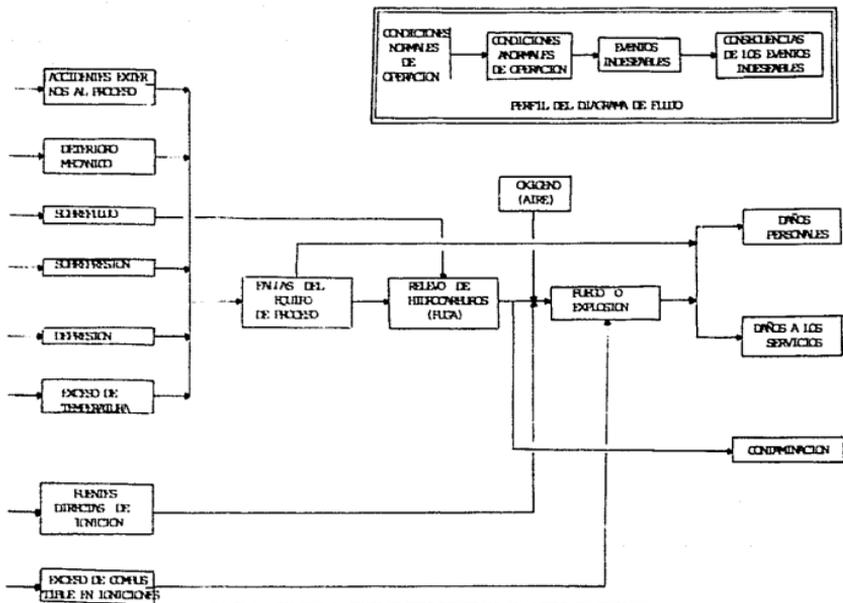


FIGURA 10. DIAGRAMA DE FLUIDO DE SEGURIDAD DE UNA PLATAFORMA DE REACCION

carburos desde un equipo a otro donde ocurre el evento.

Los accidentes que ocurren externos al proceso en una plataforma de producción no son auto-propagados a menos que afecten al proceso o inicien una conflagración. Si éstos afectan al proceso los sistemas de seguridad pararán el proceso o las partes afectadas del proceso. Si resulta un incendio el sistema de seguridad deberá parar todas las actividades de la plataforma excepto las que son necesarias para combatir el incendio. Tales accidentes pueden ser causados por fenómenos naturales, colisión con embarcaciones o helicópteros, fallas de instrumentos y maquinaria, o errores del personal. Este tipo de accidentes pueden ser prevenidos a través del diseño seguro de instrumentos y maquinaria, de los procedimientos seguros de operación para el personal y el equipo, y el entrenamiento del personal. La figura 16 indica la manera en la cual los accidentes externos pueden afectar el proceso.

4.3 COMPONENTES DE PROCESO

En la conducción de las operaciones que son empleadas en las plataformas marinas, es posible hacer provisiones contra ciertos peligros generales surgidos en las técnicas de operación, el diseño del equipo y otras causas. Aquí se puntualiza que una de las principales causas directas de incendios mayores y accidentes en el equipo de operación es la operación misma.

Este término actualmente incluye causas que pueden ser eliminadas por algunos posibles cambios en los métodos de operación o en el manejo del equipo. Una parte de los accidentes en la operación de las unidades ocurren por la violación de los principios que son bien conocidos pero posiblemente no han sido enfatizados suficientemente bien para una fuerza de operación.

La intención es entonces perfilar ciertas de éstas posibles fuentes de accidentes y los medios para su eliminación, junto con las prácticas de operación que son generalmente provechosas en el decremento de riesgos. Se presenta un análisis completo de seguridad de cada componente básico del proceso normalmente usado en un sistema de proceso de una plataforma de producción. El análisis incluye lo siguiente:

- * Descripción de cada componente del proceso
- * Diagrama típico de cada componente del proceso mostrando todos los mecanismos de seguridad que deben considerarse basados en el análisis individual del componente. Se incluye también una discusión de --

cada uno de los componentes del proceso recomendando la localización de los mecanismos de seguridad.

4.3.1 RECIPIENTES A PRESION

Son recipientes que manejan hidrocarburos bajo presión para la separación líquido-gas, deshidratación, almacenamiento y agitación. Algunos recipientes a presión requieren la aplicación de calor a la entrada. Esta discusión sólo incluye los efectos de la entrada caliente a la sección del proceso. Los mecanismos de seguridad recomendados se muestran en la figura 17 para recipientes a presión.

4.3.1.1 ANALISIS DE SEGURIDAD

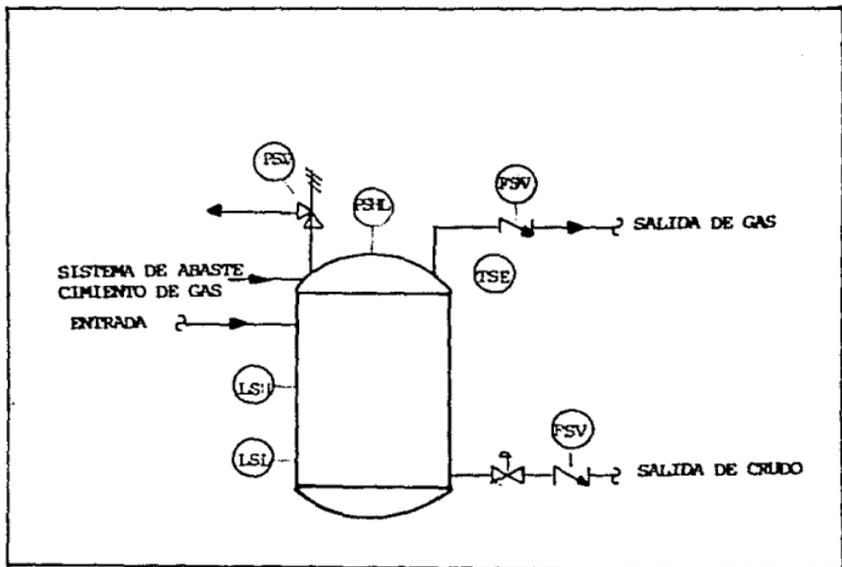
Los eventos indeseables que pueden afectar a un recipiente a presión son sobrepresión, depresión, sobreflujo, flujo incontrolable de gas, fugas y exceso de temperatura si el recipiente es calentado.

Mecanismos de seguridad de presión (PSH, PSL y PSV).

(a) Un recipiente a presión que recibe fluidos desde un pozo u otra fuente que pueda causar sobrepresión debe estar provisto con un sensor PSH que para el flujo de entrada al recipiente. El sensor PSH no es necesario que se encuentre en el recipiente si está en otro componente del proceso detectando la presión del recipiente y cerrará el flujo de entrada al mismo, y el sensor PSH no puede ser aislado del recipiente. Un recipiente receptor de fluidos del pozo debe de alguna manera protegerse con un sensor PSH porque el potencial de presión del pozo puede incrementarse debido a cambios en las condiciones de recepción, elevación artificial, actividades de trabajo, etc.

(b) Un recipiente a presión debe estar provisto con un sensor PSL para detener el flujo de entrada al recipiente cuando existe una fuga bastante grande para reducir la ocurrencia de presión a menos que un sensor PSL en otros componentes proveerá la protección -

RECIPIENTES A PRESION



*TSE elemento sensor de temperatura, no intenta reflejar la posición actual
 *Si el recipiente es calentado, debe instalarse un TSH

FIGURA 17. MECANISMOS DE SEGURIDAD

necesaria y el sensor PSL no puede ser aislado del recipiente cuando esté en servicio. No debe instalarse un sensor PSL si el recipiente opera normalmente a presión atmosférica mientras está en servicio. En este caso, la complejidad de los mecanismos de paro para llevar al recipiente al cierre durante este modo de operación puede más que compensar la protección proporcionada por el sensor PSL.

(c) Un recipiente a presión debe estar protegido por una o más - PSV con capacidad suficiente para la máxima descarga de la entrada. Una PSV no será necesaria en el recipiente si PSVs en otros componentes proveen una adecuada capacidad de relevo,, relevando a un recipiente más bajo trabajando a presión y que no puede ser aislado del recipiente cuando está en servicio. Si tales PSVs - están localizadas en componentes sucesivos a éste , no deben aislarse del recipiente en algún momento. Además si unas PSVs anteriores proveen la protección necesaria cuando el recipiente está en servicio y sin embargo, pueden aislarse cuando el recipiente está cerrado, una PSV debe instalarse en el recipiente para relevar - presión debida a la expansión térmica o exposición al fuego.

(d) Si un recipiente a presión está sujeto a depresión que puede causar colapsos, el recipiente se debe proveer de un sistema de compensación de gas que mantendrá la presión adecuada en el recipiente.

Mecanismos de seguridad de nivel (LSH y LSL). Un recipiente a presión que descarga al quemador debe estar protegido del sobre flujo líquido por un sensor LSH para cerrar la entrada de flujo - al recipiente. Los recipientes que no descarguen al quemador deben también estar protegidos por un sensor LSH a menos que otros componentes a continuación del proceso puedan manejar seguramente el sobreflujo de líquidos. Un recipiente a presión debe también estar protegido del flujo incontrolable de gas por un sensor LSL para de tener el flujo de entrada al recipiente o cerrar la salida de líquido. El sensor LSL no será necesario si el nivel de líquido no es - mantenido en el recipiente durante la operación normal o, en el equipo siguiente se puede manejar seguramente un flujo incontrolable de gas. Un sensor LSL para parar el suministro de combustible será provisto en un recipiente calentado si el elemento de calentamiento está sumergido.

Los mecanismos de nivel no son necesarios en el recipiente a presión que no está diseñado para la separación líquido-gas o en pequeñas trampas donde los líquidos son drenados manualmente.

Mecanismos de seguridad de temperatura (TSH). Si un recipiente a presión es calentado, debe estar provisto de un sensor TSH para cerrar la fuente de calor cuando la temperatura del fluido del proceso llega a ser excesiva.

Mecanismos de seguridad de flujo (FSV). Una válvula check (FSV) debe instalarse en cada una de las líneas de descarga de gas y líquido si volúmenes significativos de fluido pueden regresar de los componentes siguientes en eventos de una fuga. No es necesaria una FSV si un mecanismo de control en la línea minimiza efectivamente el retroceso del flujo. Ya que el retroceso de flujo es significativo es también una decisión juiciosa; por lo tanto debe considerarse lo siguiente: si una línea descarga a la atmósfera o a un tanque atmosférico en un punto arriba del rango de nivel del líquido, el regreso del flujo debe ser insignificante; si una línea descarga a un recipiente a presión arriba del rango de nivel del líquido, el regreso de flujo del líquido debe ser insignificante; si el volumen de gas es o no insignificante debe depender del tamaño y presión de la succión de gas y las condiciones donde puede ocurrir una fuga.

Localización de los mecanismos de seguridad.

(a) Los sensores PSH, PSL y la FSV deben localizarse para detectar o relevar la presión de la sección de gas o vapor del recipiente. Están usualmente en o cerca del domo. Sin embargo, tales mecanismos pueden ser localizados en la tubería de salida si la caída de presión del tanque al punto de sensibilidad es despreciable y si los mecanismos no pueden ser aislados del recipiente.

(b) El sensor LSH debe localizarse a una distancia suficiente, arriba del nivel de líquido de operación más alto para prevenir paros molestos pero con el volumen adecuado del recipiente el sensor LSH previene el sobreflujo antes de poder efectuar el paro. El sensor LSL debe localizarse a una distancia suficiente de bajo del nivel de líquido más bajo de operación para prevenir paros molestos pero con un volumen adecuado de líquido entre el sensor LSL y la salida de líquido para prevenir un flujo incontrollable de gas antes de que pueda efectuarse el paro. Los sensores LSH y LSL deben preferentemente ser instalados en el exterior de las columnas que pueden ser aisladas del recipiente. Esto permite las pruebas al mecanismo sin interrumpir el proceso. Sin embargo, la deposición de sólidos o espuma causa falsas indicaciones de los mecanismos de columna externa, el sensor de nivel puede ser instalado directamente en el recipiente. En este caso, puede necesitarse una bomba para manipular el nivel de líquido del recipiente para pruebas.

(c) Las válvulas check (FSVs) deben instalarse en la tubería de

salida.

(d) Los sensores TSH, deben instalarse en termopozos para facilitar la remoción y pruebas. El termopozo debe localizarse donde sea accesible y para la continua sumersión en el fluido.

4.3.2 RECIPIENTES ATMOSFÉRICOS

Los recipientes atmosféricos son usados para procesamiento y almacenamiento temporal de hidrocarburos líquidos. Algunas aplicaciones requieren la entrada de calor al recipiente. Los mecanismos de seguridad para recipientes atmosféricos se muestra en la figura 18.

4.3.2.1 ANALISIS DE SEGURIDAD

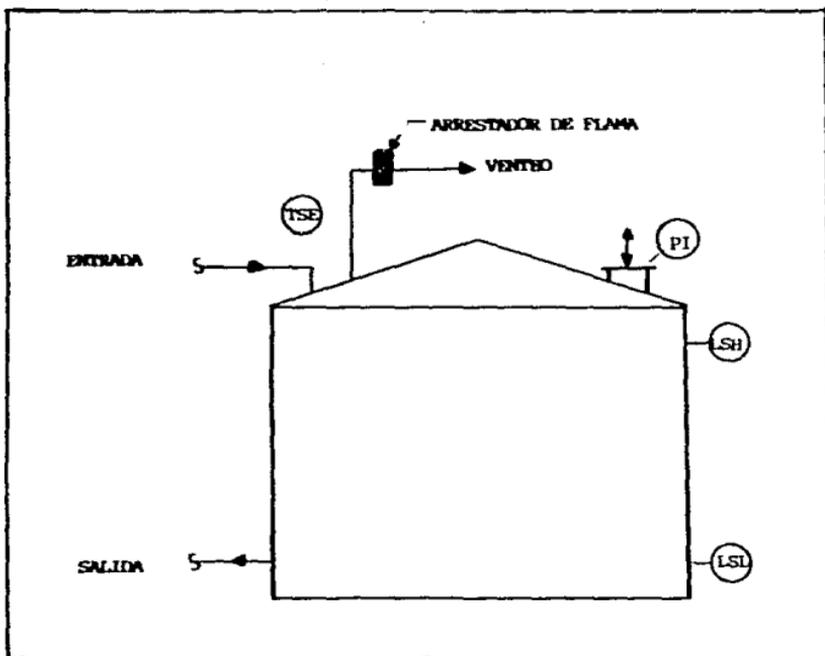
Los eventos indeseables que pueden afectar a un recipiente atmosférico son sobrepresión, depresión, sobreflujo, fuga y exceso de temperatura si el recipiente es calentado.

Mecanismos de seguridad de presión (Venteo y PSV). Un recipiente atmosférico debe estar protegido de sobrepresión y depresión por un venteo y una PSV, o dos venteos independientes que mantendrán la presión adecuada en el recipiente para prevenir fallas. Si un recipiente a presión es usado en servicio atmosférico y está equipado con un venteo de tamaño adecuado, no será necesaria una PSV. El sistema compensador de gas puede ser deseable para descargar aire desde un recipiente atmosférico. Debe instalarse un arrestador de flama en el venteo para prevenir la migración de flamas de regreso al recipiente.

Mecanismos de seguridad de nivel (LSH y LSL). La protección de sobreflujo de líquido de un recipiente atmosférico está provista por un sensor LSH para cerrar las entradas de flujo a menos que las operaciones del llenado estén continuamente atendidas o el sobreflujo sea desviado a otros componentes. Un sensor LSL para cerrar el flujo de entrada debe ser provisto como protección contra fugas a menos que un sistema contenedor adecuado esté previsto, o el recipiente no tenga un elemento de calentamiento sumergido y el nivel de líquido no sea mantenido automáticamente en el recipiente.

Mecanismos de seguridad de temperatura (TSH). Si es calentado

RECIPIENTE ATMOSFERICO



* TSE no intenta reflejar la posición actual

* Si el recipiente es calentado, debe instalarse un TSH

FIGURA 18. MECANISMOS DE SEGURIDAD

do un recipiente atmosférico debe estar provisto por un sensor TSH para cerrar la fuente de calor cuando la temperatura del fluido de proceso llegue a ser excesiva.

Localización de los mecanismos de seguridad.

(a) El venteo debe localizarse en el domo del recipiente atmosférico.

(b) El sensor LSH debe localizarse a suficiente distancia arriba -- del nivel de líquido más alto de operación para prevenir paros incómodos pero con un volumen adecuado del recipiente arriba del sensor LSH para contener la entrada del flujo durante el paro. El LSL debe estar localizado a una distancia suficiente abajo del nivel de líquido más bajo de operación para evitar paros incómodos. Los sensores LSH y LSL deben localizarse preferentemente en columnas externas para facilidad de pruebas, sin interrumpir el proceso.

(c) Los sensores TSH deben localizarse en termopozos para facilitar la remoción y pruebas. El termopozo debe localizarse accesiblemente y debe estar continuamente sumergido en el fluido de proceso.

4.3.3 BOMBAS

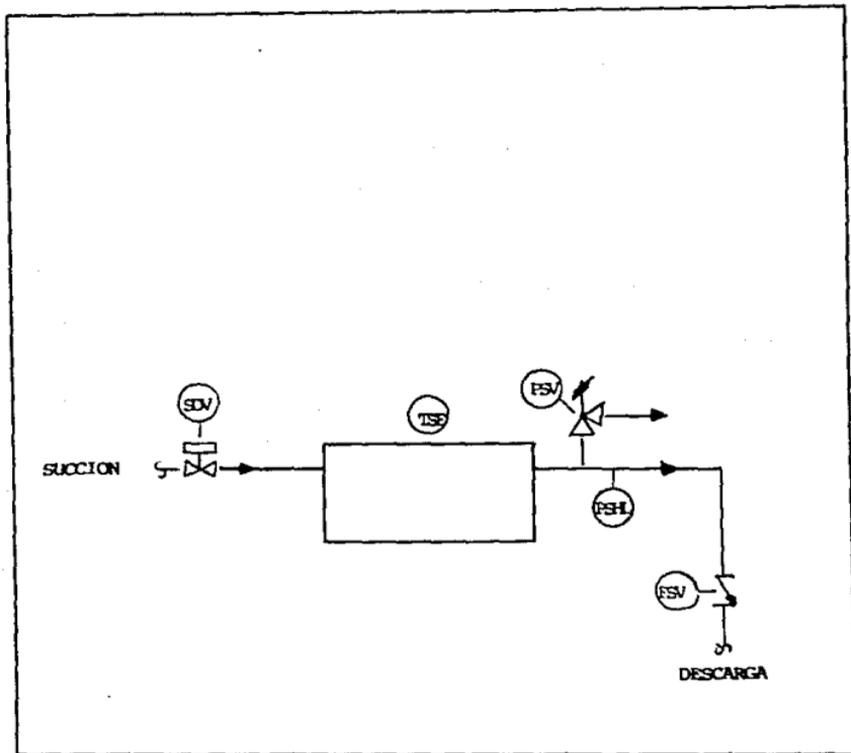
Las bombas transfieren líquidos dentro del proceso de producción y a tuberías que abandonan la plataforma. Los mecanismos de seguridad para instalaciones típicas de bombas se muestran en el figura 19.

4.3.3.1 ANALISIS DE SEGURIDAD

Los eventos indeseables que pueden afectar a una bomba son - sobrepresión y fuga.

Mecanismos de sobrepresión (PSH, PSL, y PSV). Los sensores - PSH y PSL son provistos en todas las líneas de descarga de hidrocarburos de la bomba cerrando la entrada de flujo y parando la bomba. Un sensor PSH se provee en la descarga a menos que la presión máxima de descarga de la bomba no exceda del 70% de la presión de trabajo máxima permitida de la línea de descarga o la bomba es manualmente operada y continuamente atendida. Otras bombas de hidrocarburos están provistas también con un sensor PSL a menos que la bomba sea operada manualmente y esté continuamente atendida. Una - PSV debe colocarse en todas las líneas de descarga, a menos que la bomba sea un tipo de energía cinética, como una bomba centrífuga y es incapaz de generar una cabeza más grande que la presión de trabajo máxima permitida de la tubería de descarga.

BOMBA



*TSE no intenta reflejar la posición actual

FIGURA 19 . MECANISMOS DE SEGURIDAD

Mecanismos de seguridad de flujo (FSV). Una válvula check debe estar provista en la línea de descarga de la bomba para minimizar la posibilidad de que el flujo se regrese.

Localización de los mecanismos de seguridad.

(a) Los sensores PSH y PSL deben estar localizados en la línea de descarga de la bomba antes de la FSV o de alguna válvula de bloqueo. La PSV debe localizarse en la línea de descarga antes de cualquier válvula de bloqueo.

(b) La válvula check (FSV) debe localizarse en la línea de descarga de la bomba de modo que la línea de entrada queda protegida del contra-flujo

(c) Las SDVs deben localizarse en la línea de succión tan cerca del componente de almacenamiento como sea posible.

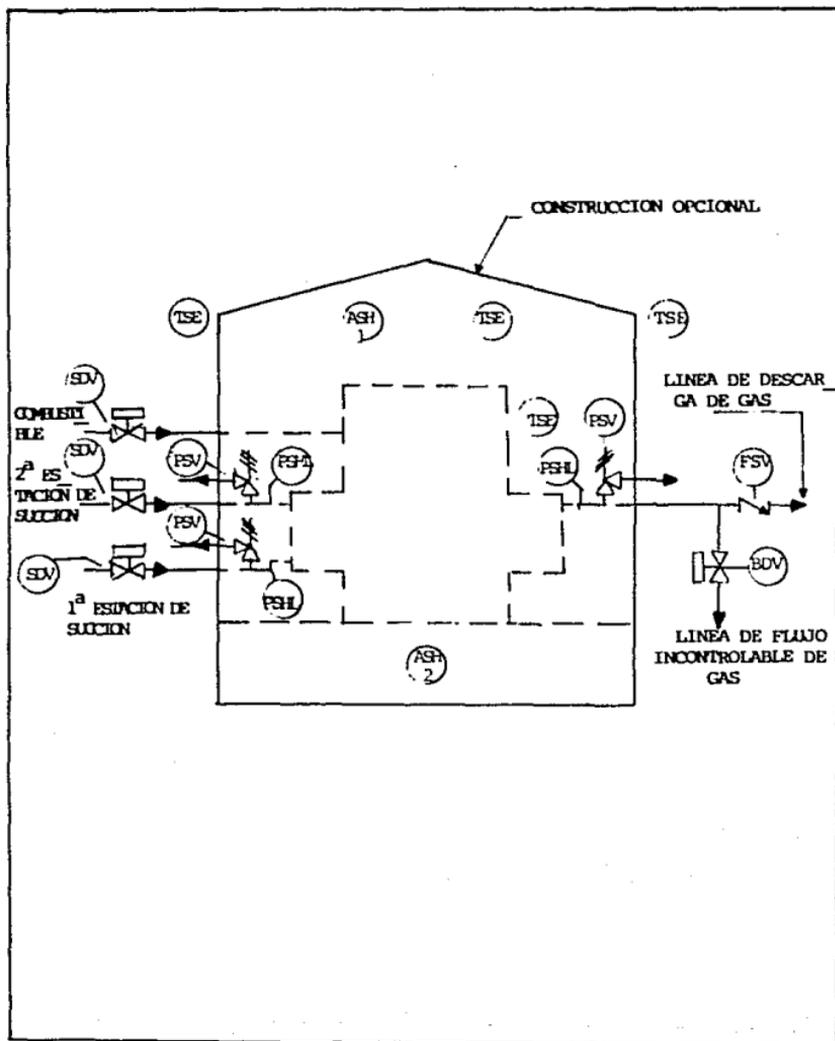
4.3.4 UNIDADES DE COMPRESION

Las unidades de compresión transfieren gases de hidrocarburos dentro del proceso de producción y en las tuberías fuera de la plataforma. Los mecanismos de seguridad para una unidad típica de compresión son mostrados en la figura 20.

4.3.4.1 ANALISIS DE SEGURIDAD

Los eventos indeseables que pueden afectar a una unidad de compresión son sobrepresión y fuga. Bajo ciertas condiciones anormales de operación un compresor puede ser una fuente potencial de calor para los componentes que le prosiguen.

Mecanismos de seguridad de presión (PSH, PSL y PSV). Los sensores PSH y PSL deben estar presentes en cada una de las líneas de succión de una unidad de compresión a menos que cada fuente de entrada esté protegida por un sensor PSH y PSL que protegerá al compresor. También los sensores PSH y PSL deben estar en cada una de las líneas de descarga del compresor. Los sensores pararán todo flujo de entrada y gas combustible al compresor. Debe haber una PSV en cada línea de succión del compresor a menos que la fuente de entrada esté protegida con una PSV que a su vez protege al compresor. También debe existir una PSV en cada línea de descarga del compresor.



*TSE no intenta reflejar la posición actual

FIGURA 20. MECANISMOS DE SEGURIDAD

Mecanismos de seguridad de flujo (FSV). En cada una de las líneas de descarga debe ponerse una válvula check (FSV) para minimizar el regreso del flujo.

Mecanismo detector de gas (ASH). Si una unidad de compresión está instalada en una construcción cerrada o de ventilación inadecuada, los detectores de gas ASHs deben estar presentes para cesar el flujo de entrada al compresor y evitar el derribe del compresor.

Localización de los mecanismos de seguridad.

(a) Los sensores PSH y PSL deben localizarse en cada línea de succión tan cerca del compresor como sea práctico, y en cada una de las líneas de descarga antes de la FSV y la válvula de bloqueo. Las PSVs deben localizarse en cada una de las líneas de descarga así que la PSV no puede ser aislada del compresor. Si una PSV está localizada dentro de la construcción, su salida de descarga debe entubarse a un sitio seguro fuera de la construcción.

(b) Una válvula check debe estar localizada en cada una de las líneas de descarga de la unidad de compresión, de este modo la línea de entrada queda protegida del regreso del flujo. Si la unidad de compresión está dentro de una construcción, la FSV debe localizarse fuera de la construcción.

(c) Los detectores de gas deben localizarse en áreas donde puedan acumularse gases combustibles.

(d) Debe localizarse una SDV en cada línea de succión del compresor y en la línea de gas combustible, así el compresor puede ser aislado de todas las fuentes de entrada. Si la unidad de compresión está instalada en una construcción, las SDVs se localizarán fuera de la construcción.

4.3.5 TUBERIAS

Las tuberías de la instalación marina dirigen los líquidos y gases entre plataformas o entre una plataforma y un servicio en tierra. Las tuberías están clasificadas como (a) de ingreso, (b) de salida o (c) bidireccional, dependiendo de la dirección del flujo en la plataforma. Una tubería de ingreso dirige los fluidos a la plataforma y una tubería de salida transporta los fluidos de la plataforma. Una tubería bidireccional puede transportar los fluidos en ambas direcciones. Las tuberías pueden además ser clasificadas de acuerdo al punto de partida o recepción como sigue:

- (a) Tubería de ingreso
 - * Entrega a los servicios de la plataforma
 - * Entrega a las tuberías de salida
- (b) Tubería de salida
 - * Recibe de los servicios de la plataforma
 - * Recibe de las tuberías de entrada
 - * Recibe de ambos los servicios de la plataforma y la tubería de ingreso
- (c) Tubería bidireccional
 - * Parte a y se recibe de los servicios de la plataforma
 - * Parte a y se recibe de otra tubería bidireccional
 - * Parte a y se recibe de otra tubería bidireccional y se recibe de los servicios de la plataforma

4.3.5.1 ANALISIS DE SEGURIDAD

Los eventos indeseables que pueden afectar a éstas tuberías son sobrepresión y fuga.

Mecanismos de seguridad de presión (PSH, PSL y PSV). Los sensores PSH y PSL son necesarios en las tuberías de salida para cerrar todas las fuentes de entrada. Estos sensores no son provistos en una tubería de ingreso porque ya está protegida por los sensores provistos anteriormente a la plataforma. La tubería bidireccional está protegida con sensores PSH y PSL. Cada una de las tuberías de la fuente de entrada están normalmente protegidas por una PSV que protege también la tubería. Si cualquiera de las tuberías de las fuentes de entrada no está protegida por una PSV y la presión de operación máxima permitida de la tubería es menor que la presión máxima de la fuente de entrada, debe instalarse una PSV.

Mecanismos de seguridad de flujo (FSV). Una FSV es provista en una tubería de ingreso para minimizar el regreso del flujo por una fuga o ruptura en la tubería, y en una tubería de salida para minimizar el regreso del flujo a una fuga o ruptura en un componente de la plataforma. Cuando una tubería de ingreso está conectada sólo a una tubería de salida, la FSV en la tubería de salida también protege la tubería de ingreso. La FSV puede ser eliminada en una tubería de salida si todas las fuentes de entrada están equipadas con FSVs localizadas de modo que una longitud no significativa de la tubería esté desprotegida. Una FSV no puede ser instalada en una tubería bidireccional.

Localización de los mecanismos de seguridad.

(a) Los sensores PSH y PSL deben localizarse adelante de la fuente de entrada a la plataforma y antes de la FSV de la tubería de salida de la plataforma. Si es necesaria una PSV, ésta debe localizarse delante de todas las fuentes de entrada.

TUBERIAS

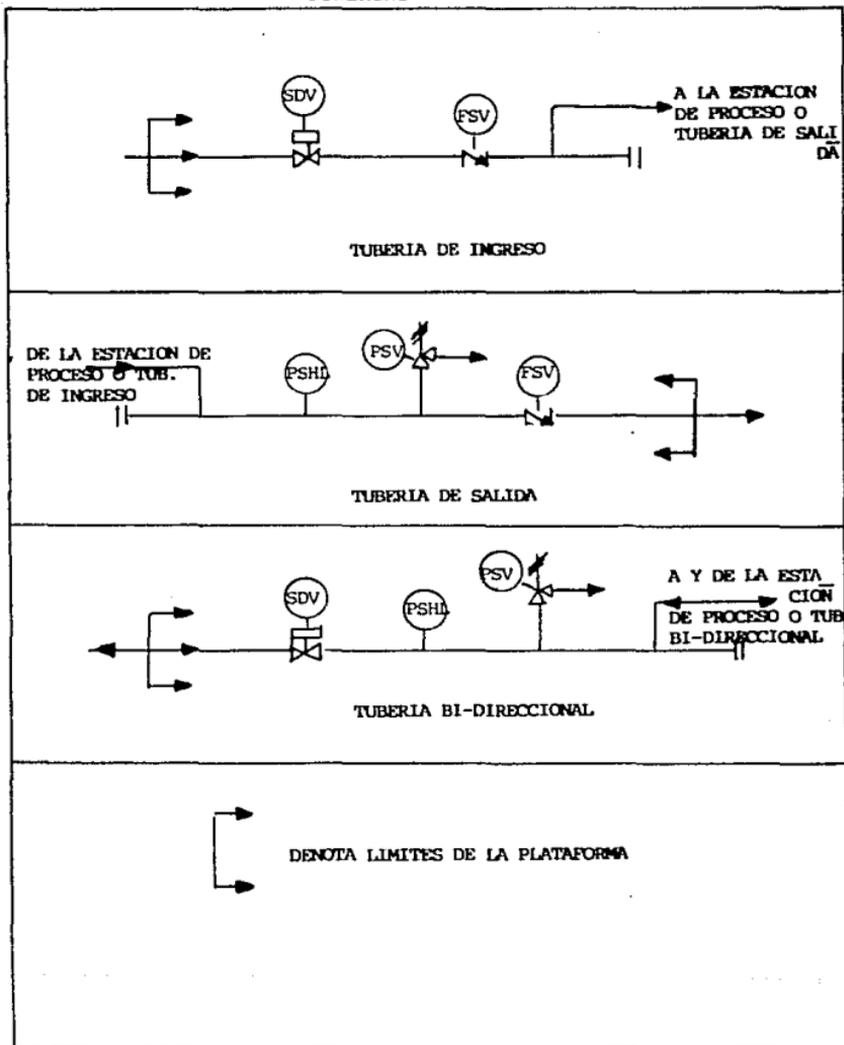


FIGURA 21. MECANISMOS DE SEGURIDAD

(b) Las tuberías de entrada partiendo a la estación de proceso de la plataforma deben tener localizada una FSV inmediatamente después de la estación de proceso. La FSV en una tubería de salida debe estar localizada tan lejos como sea práctico pero adelante de una válvula de bloqueo.

(c) Las SDVs de la tubería deben localizarse para minimizar la parte de la tubería expuesta en la plataforma. La tubería bidireccional debe estar protegida por una SDV en cada una de las terminales de la plataforma.

CAPITULO 5

CRITERIOS DE SEGURIDAD APLICABLES A INSTALACIONES MARINAS DE PRODUCCION

5.1 ASPECTO GENERAL

El análisis de un sistema de seguridad de una plataforma debe incluir las siguientes etapas:

- (a) Describe el proceso por medio de un esquema de flujo detallado y establece los parámetros de operación. El esquema de flujo y los parámetros de operación deben desarrollarse basados en los requerimientos de proceso y diseño de equipo.
- (b) De las tablas de análisis de seguridad (SATs) se verifica la necesidad de los mecanismos básicos de seguridad para proteger cada uno de los componentes del proceso revisados como una unidad individual. El listado de análisis de seguridad (SAC) para componentes individuales es usado para justificar la eliminación de cualquier mecanismo de seguridad cuando es analizado cada componente del proceso en relación a otros componentes del proceso. Las SAC especifican las condiciones específicas bajo las cuales pueden ser eliminados algunos mecanismos de seguridad cuando se considerarán grandes porciones del proceso.
- (c) Si un componente del proceso que es significativamente diferente a los abarcados anteriormente es usado en el proceso, deberán desarrollarse SAT y SAC para dicho componente.
- (d) Usar la carta de evaluación de la función de análisis de seguridad (SAFE), integrando lógicamente todos los mecanismos de seguridad y equipo auto-protector en un sistema de seguridad de la plataforma completa. Se lista en SAFE todos los componentes del proceso y sus mecanismos de seguridad necesarios.
- (e) Si se diseña un nuevo servicio, se debe mostrar todos los mecanismos a ser instalados en el esquema de flujo de proceso.
- (f) Si se analiza un servicio existente, comparar SAFE con el esquema de flujo de proceso y añadir los mecanismos necesarios que no son mostrados.

Después que es puesto en operación el sistema de seguridad en la plataforma de producción, deben establecerse los procedimientos de prueba y reporte para asegurar la integridad del sistema.

Con todos los procedimientos de análisis mencionados se provee un método estándar para desarrollar el sistema de seguridad y su documentación de apoyo.

5.2 TABLA DE ANALISIS DE SEGURIDAD

Las tablas de análisis de seguridad (SATS) son aplicables a un componente sin hacer caso de su posición en el flujo del proceso. Las fronte--ras de cada componente de proceso incluyen la tubería de entrada, los me--canismos de control, y la tubería de salida a otro componente. Todas las tuberías de salida y bifurcaciones de las tuberías son incluidas hasta el punto donde los mecanismos de seguridad proveen protección en el componente próximo.

Las tablas presentan la secuencia lógica del sistema de seguridad -desarrollado, incluyendo eventos indeseables que pueden ser creados en la corriente de los componentes de proceso por las fallas en el equipo o --por los mecanismos de seguridad del componente bajo consideración.

Las causas genéricas de cada evento indeseable también son listadas. Las causas primarias son fallas en el equipo, desorden en el proceso y --accidentes, así como todas las causas primarias que en una categoría crean el mismo evento indeseable.

Son presentados en las tablas los mecanismos de protección de segu--ridad y los sistemas de apoyo de emergencia, los cuales previenen o reac--cionan a los efectos mínimos de los eventos indeseables. La protección -necesaria es categorizada en mecanismos de seguridad primario y secunda--rio. El mecanismo primario reacciona más pronto, es más seguro o más confi--able que el mecanismo secundario. El mecanismo primario provee el grado más alto de protección y el mecanismo secundario provee el orden próximo más alto de protección.

Las siguientes notas son contempladas en las SATs :

- * Los eventos indeseables son determinados por una investigación detalla--da de las forma de falla del componente y su equipo auxiliar. Estas --formas de falla son agrupadas bajo las causas, de acuerdo a la manera en la cual pueden ser generados los eventos indeseables.
- * Un único mecanismo de seguridad puede no proveer la protección prima--ria y secundaria completa porque los resultados de una falla pueden va--riar de grado o secuencia. Entonces, los diversos mecanismos o sistemas pueden estar mostrando, la combinación de la cual se provee el nivel necesario de protección. Por ejemplo un sensor PSL y una FSV pueden re--querir parar el flujo por una fuga. Estos dos mecanismos podrán enton--ces proveer el nivel primario de protección.
- * Los mecanismos de protección determinados en la SAT en conjunción con las SDVs u otros componentes finales de control protegen al componente del proceso en cualquier configuración del proceso.

- * La localización de las SDVs y otros mecanismos finales de control debe ser determinada por un estudio detallado del esquema de flujo y de un conocimiento de los parámetros de operación. Cuando un evento indeseable es detectado en un componente de proceso, el componente se puede aislar de todas las entradas de fluidos del proceso, calor y combustible por el cierre en las diferentes fuentes de entrada o desviar las entradas a otros componentes donde puedan ser seguramente manejadas. Si la entrada al proceso es cerrada, esto debe hacerse preferentemente en la fuente primaria.
- * Todos los mecanismos de seguridad mostrados en las SATs para cada componente deben ser considerados e instalados a menos que por las condiciones existentes donde la función normalmente es desarrollada para un mecanismo de seguridad no sea requerido o sea desarrollado adecuadamente por otro mecanismo(s) de seguridad.

Las SATs para los componentes básicos de proceso de una plataforma marina de producción se presentan en el apéndice A.

5.3 LISTADO DE ANALISIS DE SEGURIDAD

El listado de análisis de seguridad (SAC) lista los mecanismos de seguridad que son requeridos para proteger cada componente de proceso si éstos son revisados como una unidad individual con la probable peor condición de entrada y salida.

Como una ayuda para discutir la aplicación de los análisis de seguridad para cada componente individual se muestran los SACs individuales en el apéndice A.

5.4 CARTA DE EVALUACION DE LA FUNCION DEL ANALISIS DE SEGURIDAD

La carta de evaluación de la función del análisis de seguridad (SAFE) es usada para relacionar todos los mecanismos de paro, y sistemas de apoyo de emergencia por sus funciones. La carta SAFE debe listar todos los componentes de proceso y sistemas de apoyo de emergencia con sus mecanismos de seguridad necesarios, y debe también listar las funciones a desarrollar de cada mecanismo. Si el mecanismo no es necesario, se lista la razón de esto. Si la razón para eliminar el mecanismo es porque un mecanismo en otro componente provee protección equivalente, éste mecanismo alternativo será mostrado en el SAFE.

Las figuras 22 y 23 presentan un mecanismo de flujo completo y una SAFE para el proceso de una plataforma de producción.

5.5 SISTEMAS DE APOYO

Los sistemas de apoyo de emergencia (ESS) y demás sistemas de apoyo -- proveen un sistema de cumplimiento de las funciones específicas de seguridad comunes a toda la plataforma. El ESS incluye los sistemas de detección de gas, el loop de incendio, el sistema de contención, el ESD. Estos son -- sistemas que dan un nivel de protección que facilita las funciones de iniciación de cierre o reaccionan para minimizar las consecuencias del relevo de hidrocarburos.

Los otros sistemas de apoyo incluyen los sistemas neumáticos de abastecimiento, los sistemas para descargar gas a la atmósfera, y algún otro -- sistema de servicio que podría engrandecer la seguridad de la plataforma. El sistema de abastecimiento neumático provee un medio de control para el sistema de seguridad, y los sistemas de descarga de gas a la atmósfera -- proveen medios de descarga bajo condiciones controladas y seguras.

5.5.1 SISTEMAS DE APOYO DE EMERGENCIA

5.5.1.1 SISTEMA DE PARO DE EMERGENCIA

Un sistema de paro de emergencia (ESD) es un sistema de control manual localizado estratégicamente en estaciones en la plataforma el cuál, cuando es activado, inicia el paro de todas las estaciones del proceso. Este método puede incluir un número independiente de sistemas de paro de proceso que pueden ser actuados separadamente. La activación del sistema ESD resulta en la terminación de todas las actividades de producción en la plataforma, incluyendo el cierre de todas las válvulas SDV de la tubería.

El sistema ESD provee un medio para el personal, para iniciar manualmente el paro de la plataforma cuando es observada una condición inicial.

5.5.1.2 SISTEMA DEL CIRCUITO DE CONTRA INCENDIO

El sistema de seguridad debe incluir un método de detección automática de incendios, proviendo una señal para detectar las actividades de producción excepto el equipo necesario para controlar el --

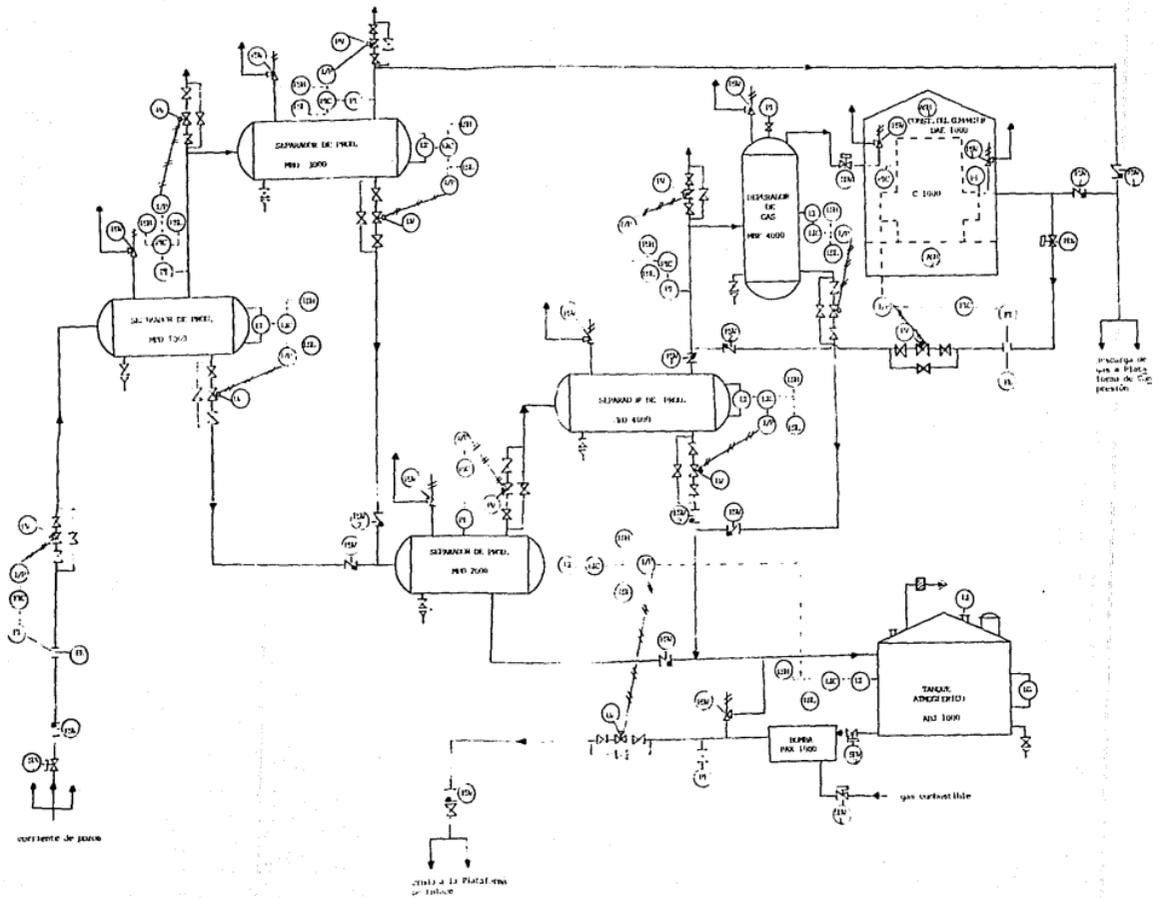


FIGURA 22. MECANISMO DE FLUJO DE UNA PLATAFORMA MARINA DE PRODUCCION

Equipamiento de proceso		Protección alternativa		SSV	Otras el tipo	Otras grupo de ordenamiento del compo	Otras categorías	Otras tipo de ordenamiento	Protección alternativa	Alarma	Relevar vacío	Relevar presión	Autobloqueo control
Identificación	Servicio	Mecanismo	Nb. de SPC										
		resférico	LSH LSL		*								
PX 1000	Bomba	PSH PSL PSV FSV			*								
DAE 1000	Construcción del compo	ASH 1 ASH 2			*	*							
LAG A001	Estaciones ESD (válvulas manuales)	ESD n			*	*	*	*					
LAG A001	Circuito de contra incendio	TSE n			*	*	*	*					*

ORDEN DE EJECUCION DE LA FUNCION DEL ANALISIS DE SEGURIDAD (SAFE)

Identificación de la plataforma

incendio.

5.5.1.3 SISTEMA DE DETECCIÓN DE GAS COMBUSTIBLE

La acumulación de gases combustibles en la atmósfera de las plataformas marinas puede crear una amenaza a la seguridad. La acumulación puede ocurrir en áreas inadecuadamente ventiladas donde se maneja equipo combustible. Dos métodos para eliminar esa condición son -- la ventilación adecuada o el uso de detectores de gas combustible -- (ASH). El ASH debe alertar al personal de la presencia de bajas concentraciones de gas e interceptar la fuente de gas si la concentración se aproxima al límite explosivo más bajo (L.E.L.)

5.5.2 OTROS SISTEMAS DE APOYO

5.5.2.1 SISTEMA DE ABASTECIMIENTO NEUMÁTICO

El sistema de abastecimiento neumático provee el medio de control para los sistemas de seguridad. La seguridad de la plataforma y los sistemas de paro generalmente requieren un abastecimiento de fuerza -- a una presión adecuada para operar las válvulas actuadoras, y un abastecimiento a instrumentos, a una presión más baja.

5.5.2.2 SISTEMA DE DESCARGA DE GAS A LA ATMÓSFERA

Los sistemas de descarga de gas a la atmósfera proveen un medio para la conducción del gas descargado de los componentes del proceso bajo condiciones normales (venteo, flare) y condiciones anormales -- (relevo).

5.6 PROCEDIMIENTOS DE PRUEBA Y REPORTE

El desarrollo de las pruebas proporciona un método práctico de configuración de la habilidad de los sistemas para desarrollar las funciones de seguridad. En la instalación inicial las pruebas son conducidas para verificar que está diseñado e instalado para que dé la respuesta apropiada a las condiciones anormales. Después de eso, las pruebas periódicas de operación son desarrolladas para considerar la integridad del sistema.

Debe considerarse un método de reporte para la acumulación ordenada --

de los datos de prueba que pueden ser usados para el análisis operacional, pueden también ser necesarios estudios confiables y reportes de agencias reguladoras.

5.6.1 PRUEBA DE LOS SISTEMAS DE SEGURIDAD

Los sistemas de seguridad deben ser examinados para determinar que todos los dispositivos de seguridad son operables, que contemplan la función de control, y que se ha mantenido el set point dentro de los límites aceptables.

FRECUENCIA. Los dispositivos de seguridad deben ser examinados a intervalos regulares dictados por la experiencia y las regulaciones.

PRUEBA AL SENSOR. Las pruebas de los dispositivos de seguridad confirman que los sensores detectan propiamente las condiciones anormales y transmiten una señal para desarrollar las funciones específicas de paro. Los sensores usualmente son examinados por simulación de una condición anormal que el mecanismo detecta para iniciar las funciones de paro.

PRUEBA A DISPOSITIVOS DE PARO Y CIRCUITO DE CONTROL. Las válvulas de paro y otros controles de paro deben examinarse para garantizar que reciben la señal transmitida por el sensor y desarrollan su función para la cual fueron diseñados. Antes de examinar un sensor, el paro final o mecanismo de control activado por el sensor puede ser desactivado o bypassado para prevenir el paro actual de la estación de proceso o plataforma. Sin embargo el paro completo o circuito de control, incluye la válvula de paro final o mecanismo de control, que deberá ser examinado.

DISPOSITIVOS AUXILIARES. Los dispositivos auxiliares en el sistema de seguridad, tales como bloqueos de trésvías deben ser examinados en adición al dispositivo detector y el mecanismo final que encierra.

APPENDICE A

TABLA DE ANALISIS DE SEGURIDAD
 RECIPIENTES A PRESION
 (SGT A.1)

EVENTO INDESEABLE	CAUSA	CONDICION DETECTABLE EN EL COMPONENTE	PROTECCION	
			PRIMARIA	SECUNDARIA
Sobrepresión	El flujo de entrada excede el flujo de salida Expansión térmica Salida bloqueada	Presión alta	PSH	PSV
Depresión	Retiro en exceso del flujo de entrada Contracción térmica	Presión baja	Sistema de abastecimiento de gas	PSL
Sobreflujo	El flujo líquido de entrada excede la capacidad de salida de líquido Falla en el control de nivel	Nivel de líquido alto	LSH	* LSH y * PSH
Flujo incontrolable de gas	Falla en el control de nivel	Nivel de líquido bajo	LSL	* PSH y * PSV o * Ventosas
Fuga	Deterioro Ruptura Accidente	Presión baja y Retroceso del flujo	PSL y PSV	ESS
Exceso de temperatura (proceso)	Exceso de entrada de calor	Temperatura alta (proceso)	TSH	Mecanismo de seg. en la fuente de calor

TABLA DE ANALISIS DE SEGURIDAD
 RECIPIENTES ATMOSFERICOS
 (SMT A.2)

EVENTO INDESEABLE	CAUSA	CONDICION DETECTABLE EN EL COMPONENTE	PROTECCION	
			PRIMARIA	SECUNDARIA
Sobrepresión	El flujo de entrada excede el flujo de salida Expansión térmica Salida o vertico bloqueado	Presión alta	Vertico	PSV o Vertico
Depresión (vacío)	Retiro en exceso del flujo de entrada Contracción térmica	Presión baja	Vertico	PSV o vertico
Sobreflujo	El flujo líquido de entrada excede la capacidad de salida de líquido Salida de líquido bloqueada	Nivel de líquido alto	LSH	ESS
Rupta	Deterioro Ruptura Accidente	Nivel de líquido bajo	LSL	ESS
Exceso de temperatura (proceso)	Exceso de entrada de calor	Temperatura alta (proceso)	TSH	Mecanismo de -seg. en la fuente de calor

TABLA DE ANALISIS DE SEGURIDAD
 BOMBAS
 (SIT A.3)

EVENTO INDESEABLE	CAUSA	CONDICION DETECTABLE EN EL COMPONENTE	PROTECCION	
			PRIMARIA	SECUNDARIA
Sobrepresión	Línea bloqueada	Presión alta	FSH	FSV
Rupta	Deterioro Ruptura Accidente	Presión baja y Retrceso del flujo	PSL y FSV	ESS

TABLA DE ANALISIS DE SEGURIDAD
COMPRESORES
(SPT A-4)

EVENTO INDESEABLE	CAUSA	CONDICION DETECTABLE EN EL COMPONENTE	PROTECCION	
			PRIMARIA	SECUNDARIA
Subrepresión (succión)	Falla del mecanismo de control de presión anterior Falla en la válvula del compresor	Presión alta	FSH (succión)	FSV (succión)
Fuga (succión)	Deterioro Rotura Accidente	Presión baja Concentración alta de gas (construcción)	PSL (succión) ASH (construcción)	ESS
Subrepresión (descarga)	Línea de descarga bloqueada Exceso de la presión posterior	Presión alta	FSH (descarga)	FSV (descarga)
Fuga (descarga)	Deterioro Rotura Accidente	Presión baja y Retorno del flujo Concentración alta de gas (construcción)	PSL (descarga) y FSV - (descarga) ASH (construcción)	ESS

TABLA DE ANALISIS DE SEGURIDAD
TUBERIAS
(SPT A.5)

EVENTO INDESEABLE	CAUSA	CONDICION DETECTABLE EN EL COMPONENTE	PROTECCION	
			PRIMARIA	SECUNDARIA
Sobrepresión	Línea de descarga bloqueada	Presión alta	PSH	FSV
Fuga	Ruptura Deterioro Accidente	Presión baja y Retrosoco del flujo	PSL y FSV	ESS

LISTADO DEL ANALISIS DE SEGURIDAD
RECIPIENTES A PRESION
(SAC A.1)

(a) Sensor de alta presión PSH

1. PSH instalado
2. La entrada es desde una bomba o compresor que no puede desarrollar presiones más grandes que la presión de trabajo máxima permitida del recipiente
3. La fuente de entrada no es una línea(s) de flujo del manantial, el cabezal de producción o tubería y cada fuente de entrada es protegida por un PSH que protege al recipiente
4. La salida de gas está conectada por una tubería de tamaño adecuado sin válvulas de bloqueo o regulación para proteger al equipo anterior con un PSH que también protege al recipiente corriente arriba
5. En el recipiente depurador final está un quemador, relevo o sistema de venteo y está diseñado para resistir la presión máxima de construcción
6. Los recipientes operan a presión atmosférica y tienen un adecuado sistema de venteo.

(b) Sensor de baja presión PSL

1. PSL instalado
2. La presión mínima de operación es la presión atmosférica -- cuando está en servicio
3. Cada fuente de entrada está protegida por un PSL y no hay - mecanismos de control de presión o restricciones entre el - PSL(s) y el recipiente
4. El recipiente es una pequeña trampa o depurador no es un componente del proceso y la protección adecuada es provista por un PSL corriente abajo
5. La salida de gas está conectada por una tubería de tamaño adecuada, sin válvulas de bloqueo o regulación, para el equipo siguiente protegido por un PSL que también protege al recipiente anterior.

(c) Válvula de seguridad de presión (PSV)

1. PSV instalado
2. Cada fuente de entrada es protegida por una PSV no fijada a la presión más alta que la presión de trabajo máxima permitida del recipiente y una PSV es instalada en el recipiente por la expansión térmica y exposición al fuego
3. Cada fuente de entrada está protegida por una PSV, no coloca

do a presión más alta que la presión de trabajo máxima permisible del recipiente, del cual al menos una FSV no puede ser aislada del recipiente

4. Las FSVs en el equipo siguiente pueden satisfacer las necesidades de relevo del recipiente y no pueden ser aisladas de él.

(d) Sensor de alto nivel (LSH)

1. LSH instalado
2. El equipo siguiente de la salida de gas puede manejar seguramente el líquido máximo y el recipiente no descarga al quemador
3. La función del recipiente no requiere el manejo separado de las fases del fluido
4. El recipiente es una trampa pequeña desde el cual son manualmente drenados los líquidos.

(e) Sensor de bajo nivel (LSL)

1. LSL instalado para proteger c/u de las salidas de líquido
2. Los recipientes no tienen un elemento de calentamiento sumergido y el nivel del líquido no es mantenido automáticamente
3. El recipiente no tiene un elemento de calentamiento sumergido y la salida(s) de líquido del equipo siguiente puede manejar seguramente la cantidad máxima de gas que puede ser descargada a través de la salida(s) de líquido. Las restricciones en la línea(s) de descarga pueden ser usadas para limitar la cantidad de flujo de gas.

(f) Válvula check (FSV)

1. FSV instalada en cada salida
2. El volumen máximo de hidrocarburos que puede regresar del equipo corriente abajo es insignificante
3. Un dispositivo de control en la línea minimizará efectivamente el retroceso de flujo.

(g) Sensor de alta temperatura (TSH)

Los sensores de alta temperatura son aplicables sólo a recipientes teniendo una fuente de calor.

1. TSH instalado
2. La fuente de calor es incapaz de causar exceso de temperatura.

LISTADO DEL ANALISIS DE SEGURIDAD
RECIPIENTES ATMOSFERICOS

(SAC A. 2)

(a) Venteo

1. Venteo instalado

(b) Sensor de presión de vacío (PSV)

1. PSV instalado
2. Los recipientes tienen venteos independientes capaces de manejar grandes volúmenes de gas
3. El componente es un recipiente de presión operando en servicio atmosférico y está equipado con un venteo de tamaño adecuado.

(c) Sensor de alto nivel (LSH)

1. LSH instalado
2. Las operaciones de llenado son continuamente atendidas
3. El sobreflujo es desviado o contenido por otros componentes.

(d) Sensor de bajo nivel (LSL)

1. LSL instalado
2. El sistema contenedor adecuado es provisto
3. El recipiente no tiene un elemento de calentamiento sumergido y el nivel del líquido no es mantenido en el recipiente automáticamente
4. El componente es un recipiente final en un sistema contenedor diseñado para coleccionar y dirigir hidrocarburos líquidos a un lugar seguro .

(e) Sensor de alta temperatura (TSH)

Los sensores de alta temperatura son aplicables sólo a recipientes que tienen una fuente de calentamiento.

1. TSH instalado
2. Fuente de calor incapaz de causar exceso de temperatura.

LISTADO DEL ANALISIS DE SEGURIDAD
BOMBAS
(SAC A. 3)

- (a) Sensor de alta presión (PSH)-Bombas de línea
1. PSH instalado
- (b) Sensor de alta presión (PSH)-Otras bombas
1. PSH instalado
 2. La presión máxima de descarga de la bomba no debe exceder el 70% de la presión de trabajo máxima permitida de la tubería de descarga
 3. La bomba es manualmente operada y continuamente atendida
 4. Pequeña, de volumen bajo, bomba de inyección
 5. Descarga de la bomba a un recipiente atmosférico
- (c) Sensor de baja presión (PSL)- Bombas de línea
1. PSL instalado
 2. Las bombas no manejan hidrocarburos
- (d) Sensor de baja presión (PSL)- Otras bombas
1. PSL instalado
 2. La bomba es manualmente operada y continuamente atendida
 3. Es provista con un adecuado contenedor
 4. Pequeña, de volumen bajo, bomba de inyección
 5. Descarga de la bomba a un recipiente atmosférico.
- (e) Válvula de seguridad de presión (PSV)- Bombas de línea
1. PSV instalado
 2. La bomba es del tipo energía cinética e incapaz de generar - una cabeza más grande que la presión de trabajo máxima permitida de la tubería de descarga
- (f) Válvula de seguridad de presión (PSV)- Otras bombas
1. PSV instalado
 2. La presión máxima de descarga de la bomba es menor que la -- presión de trabajo máxima permitida de la tubería de descarga
 3. La bomba tiene relevo de presión interna
- (g) Válvula check (FSV)- Todas las bombas
1. Válvula check instalada.

LISTADO DEL ANALISIS DE SEGURIDAD
COMPRESORES

(SAC A.4)

- (a) Sensor de alta presión (PSH)- Succión
1. PSH instalado
 2. Cada una de las fuentes de entrada está protegida por un - PSH que también protege al compresor.
- (b) Sensor de alta presión (PSH)- Descarga
1. PSH instalado .
- (c) Sensor de baja presión (PSL)- Succión
1. PSL instalado
 2. Cada una de las fuentes de entrada está protegida por un - PSL que también protege al compresor.
- (d) Sensor de baja presión (PSL)- Descarga
1. PSL instalado.
- (e) Válvula de seguridad de presión (PSV)- Succión
1. PSV instalada
 2. Cada una de las fuentes de entrada está protegida por una - PSV que también protege al compresor.
- (f) Válvula de seguridad de presión (PSV)- Descarga
1. PSV instalada
- (g) Válvula check (FSV)- Descarga
1. FSV instalada.

LISTADO DEL ANALISIS DE SEGURIDAD
TUBERIAS
(SAC A.5)

(a) Sensor de alta presión (PSH)

1. PSH instalado
2. La tubería de entrega está protegida por un PSH localizado en un componente corriente abajo
3. Cada una de las fuentes de entrada está protegida por un -- PSH que también protege la tubería de salida o la bidireccional
4. La tubería está protegida por un PSH localizado en un componente paralelo.

(b) Sensor de baja presión (PSL)

1. PSL instalado
2. Tubería de entrega protegida por un PSL localizado en algún componente anterior
3. Cada una de las fuentes de entrada está protegida por un -- PSL que también protege una tubería de salida o bidireccional
4. La tubería está protegida por un PSL localizado en un componente paralelo.

(c) Válvula de seguridad de presión (PSV)

1. PSV instalado
2. La tubería tiene una presión de operación máxima permitida mayor que la presión máxima de cualquier fuente de entrada
3. Cada una de las fuentes de entrada teniendo una presión más grande que la presión de operación máxima permitida de la tubería es protegida por una PSV ajustada a una presión no mayor que la presión de operación máxima permitida de la tubería y la PSV no puede ser instalada desde la tubería
4. La tubería no recibe entrada del proceso de la plataforma
5. La fuente de entrada es un pozo(s) teniendo una presión mayor que la presión de operación máxima permitida de la tubería y está equipada con dos SSVs. Otras fuentes de entrada teniendo una presión de operación máxima permitida de la tubería son protegidas por una PSV.

(d) Válvula check (FSV)

1. FSV instalada
2. La tubería de salida está equipada con un SDV
3. Cada fuente de entrada está protegida por una FSV localizada de modo que no sea significativa la longitud de la tubería

ría que está desprotegida de contraflujo
4. La tubería es usada para flujo bidireccional.

CONCLUSIONES

Bajo la premisa de que la productividad de los operarios de una -- plataforma marina o cualquier empresa, será mayor si se mantiene un sistema de control de seguridad y prevención de accidentes en las instalaciones, dichas empresas se preocupan por tener el equipo y los medios -- suficientes para que prevalezca la seguridad industrial.

La finalidad es entonces, la de salvaguardar cualquier interés ya sea patrimonial o empresarial, y para esto se cuenta con un conjunto de filosofías y políticas, métodos de análisis y operaciones para aprender más acerca del potencial de riesgos, y programas para mejorar las áreas específicas de seguridad en las plantas. Además permite a toda la empresa analizar en términos económicos los riesgos que corre en su actividad y determinar con la mayor eficacia y el menor costo posible las -- medidas de prevención.

Por lo tanto, la seguridad es una ayuda económica porque permite -- disminuir el costo innecesario o pérdidas económicas debidas a accidentes. Demostrando así que el gasto atribuible a la seguridad es de una menor magnitud para situaciones normales.

La consideración de la precedencia esencial en la realización de -- la seguridad puede resumirse en las siguientes necesidades básicas para su máxima realización práctica en una organización dada:

- ° Debe haber una compañía de seguros
- ° La póliza debe contemplar todas las medidas razonables contra todo ti po de riesgo conocido en el área, incluyendo la prevención de acciden tes y la protección contra las consecuencias de los accidentes.
- ° El personal de confianza debe conducir con seguridad una constante -- búsqueda de peligros y medios de abatimiento. Considerando como debe prevenirse los accidentes y sus riesgos.
- ° Debe existir una educación tan completa como sea posible llevada a to dos los niveles, en factores que afectan la seguridad. Los entrena-- mientos de trabajo y programas similares son de especial ayuda.
- ° La cooperación de toda la organización, incluyendo dirección y traba jadores es indispensable.

Por categorización las causas de los accidentes, en orden de impor tancia son:

Fallas de equipo
Error humano
Defectos de diseño
Procedimientos inadecuados
Inspección insuficiente
Perturbaciones del proceso
Educación

Estas causas se han dado porque la información, organización y métodos no han sido apropiadamente consolidados para combatir contra ellas.

El esfuerzo para luchar contra tales situaciones consiste en coordinar varios elementos, como las prácticas operativas, la inspección, el equipo, el diseño de nuevos programas específicos de solución a todas y cada una de las exposiciones a riesgo que se analicen en las empresas, acordes a las necesidades y característica de cada empresa y llevar a la industria al máximo de seguridad.

También es necesario controlar el desarrollo de los programas de prevención implantados para proteger y salvaguardar los recursos de las empresas como serían: los hombres, el equipo e instalación, y las utilidades.

Convencidos que no hay desavenencia en la importancia de la seguridad en el establecimiento de operaciones seguras, contestémos dos interrogantes:

¿Enfatizamos suficientemente la seguridad en nuestras plataformas marinas?

¿Invertimos en técnicas actualizadas de procesos de operación con la responsabilidad de la seguridad?

Para finalizar quisiera mencionar que este trabajo podrá irse actualizando y enriqueciendo en el futuro, conforme se avance en el desarrollo de la industria petrolera.

BIBLIOGRAFIA

* Códigos

API RP 2G
Production facilities on offshore structures
American Petroleum Institute, 1975.

API RP 14C
Analysis, design, installation and testing of basic surface safety systems for offshore production platforms
3^a, American Petroleum Institute, 1984.

* Revistas

Critical parts regarding corrosion and corrosion protection of offshore structures
Asheim Erik, Det. norske VERITAS
European Offshore Petroleum Conference & Exhibition, 1980.

Higiene y seguridad
Volumen XXV, No. 5, Mayo 1985
Asociación Mexicana de Higiene y Seguridad A.C.

Nosotros los petroleros
No. 86, Año IX, PEMEX.

Offshore
Offshore Handbook Vol. 2
Reprinted from World Oil, 1969.

Structural inspection and maintenance in a North Sea environment
Charters Faulds Eric, Shell U.K. Exploration and Production
Offshore Technology Conference, 1982.

What's ahead for the international offshore?
Sander N.J.
Offshore Handbook
Reprinted from World Oil, 1971.

* Libros

Criterios y diseño de complejos marinos III
Gómez Murat Heladio
1989

Criterios de diseño para los sistemas de seguridad y protección contra

incendio para plataformas marinas
PEMEX.

El petroleo
PEMEX.

Higiene y seguridad en la industria petrolera
Llaca R.
IBERMEX, 1977.

Introduction to oil & gas production
Book 1 of the Vocational Training Series
API, 1983.

Marine and offshore safety
Frieze P. A.
ELSEVIER, 1984

Petroleum production engineering oil fiel explotación
Lesteg Charles Uren
3^a, M^c Graw Hill, 1963.

Physical principles of oil production
Muskat, M.
M^c Graw Hill.

primer of oil and gas production
Book 1 of the Vocational Trainig Series
4^a, API, 1976.

Safety and accidente prevention in chemical operation
Fawcett, H. Howard
John Wiley and Sons Inc., 1982.

Safety digest of lesson learned
Section 1 . General Safety Precautions in Refining
API, 1986.

Safety digest of lesson
Section 2. Safety in Unit Operations
API, 1979.

Safety in petroleum refining and related industries
Simmonds G.
John & Co. Inc.

Seguridad industrial
PEMEX.

Sonda de Campeche
PEMEX, 1984.